

Resiliente Stromversorgung:  
Gesamtsystem fit machen für  
neue Realitäten

**Update EZ2050 - Erläuterungsbericht**

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE  
9. Januar 2025

**2050**  
**Energiezukunft**

### **Update EZ2050 – Erläuterungsbericht**

In diesem Erläuterungsbericht werden die Ergebnisse des Updates der VSE-Studie «Energiezukunft 2050» näher beschrieben. Der Erläuterungsbericht ist eine Ergänzung zur Medienmitteilung und der Ergebnispräsentation (siehe [www.energiezukunft2050.ch](http://www.energiezukunft2050.ch)) und enthält zusätzliche Informationen zu Annahmen und Resultaten der Modellierung.

#### **Autor**

Martin Rüdisüli, Senior Experte Energie, VSE ([martin.ruedisueli@strom.ch](mailto:martin.ruedisueli@strom.ch))

#### **Lektorinnen und Lektoren**

Nadine Brauchli, Leiterin Energie, VSE ([nadine.brauchli@strom.ch](mailto:nadine.brauchli@strom.ch))

Claudia Egli, Leiterin Kommunikation, VSE ([claudia.egli@strom.ch](mailto:claudia.egli@strom.ch))

Julien Duc, Mediensprecher, VSE ([julien.duc@strom.ch](mailto:julien.duc@strom.ch))

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich der Autor sowie die Lektorinnen und der Lektor dieses Berichts verantwortlich.**

Aarau, 9. Januar 2025

#### **Zitierung:**

VSE (2025): Energiezukunft 2050 – Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten (Update EZ2050 - Erläuterungsbericht). Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau. URL: [www.energiezukunft2050.ch](http://www.energiezukunft2050.ch)

## Inhalt

1	Einleitung .....	4
1.1	Ausgangslage.....	4
1.2	Hintergrund.....	4
1.3	Veränderte Rahmen- und Randbedingungen .....	4
1.4	Update EZ2050 .....	4
2	Energiesystem Modell .....	6
3	Szenarien .....	8
3.1	Stromgesetz mit Stromabkommen («integriert») .....	9
3.2	Stromgesetz ohne Stromabkommen («isoliert»).....	9
4	Ergebnisse und Erläuterungen.....	11
4.1	Verbrauch .....	11
4.1.1	Gesamtenergieverbrauch.....	11
4.1.2	Stromverbrauch .....	12
4.2	Produktion .....	14
4.2.1	Erneuerbare .....	14
4.2.2	Saisonale Diskrepanz von Angebot und Nachfrage: Lücke im Winter, Überschüsse im Sommer .....	17
4.3	Flexibilität.....	21
4.4	Austausch mit der EU .....	23
4.5	Netzausbau .....	24
4.6	Systemkosten .....	28
5	Exkurse .....	30
5.1	Szenario «NIMBY» (inkl. Neubau Kernenergie) .....	30
5.2	Verbrauch: weniger Effizienz .....	32
5.3	Alternative Energieträger: Wasserstoff .....	34
5.4	Wetterextreme: kalte Dunkelflaute.....	38
6	Quellen / Literatur.....	42
7	Tabellen.....	43

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die Schweiz will ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf Netto-Null senken. Aktuell besteht die Schweizer Energieversorgung zu einem grossen Teil aus klimaschädlichen fossilen Energien wie Erdölprodukten (Benzin, Diesel, Heizöl) und Erdgas. Ihr Anteil muss in den nächsten 25 Jahren massiv sinken, indem insbesondere die Mobilität, der Wärmebereich und die Industrie elektrifiziert werden. Strom ist der Schlüssel zu Klimaneutralität. Um den steigenden Strombedarf für die Elektrifizierung dieser Bereiche zu decken, ist ein fundamentaler Umbau der Energieversorgung weg von fossilen hin zu elektrischen, insbesondere erneuerbaren Energieträgern notwendig. Der Umbau muss die Versorgungssicherheit jederzeit sicherstellen und auch aus volkswirtschaftlicher Sicht möglichst kosteneffizient vollzogen werden.

## 1.2 Hintergrund

Im Dezember 2022 hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) zusammen mit der Empa die wissenschaftliche Studie «Energiezukunft 2050 – Energieversorgung der Schweiz bis 2050» (EZ2050) herausgegeben[1]. In dieser Studie wurden im Rahmen einer Modell-gestützten, quantitativen Analyse mögliche Optionen zum Umbau des schweizerischen Energiesystems und deren Auswirkungen, insbesondere in Bezug auf die Erfüllung der Energie- und Klimaziele im Gesamtenergiesystem Schweiz, bis ins Jahr 2050 untersucht.

Im August 2024 wurde zudem die zusammen mit der ETH Zürich erarbeitete Verteilnetzstudie publiziert, die den Um- und Ausbaubedarf der Verteilnetze im Kontext der EZ2050 basierend auf realen Netzdaten analysiert.

## 1.3 Veränderte Rahmen- und Randbedingungen

Seit 2022 haben sich diverse gesamtwirtschaftliche Rahmendaten verändert (Bevölkerungs-/Wirtschaftswachstum) sowie geopolitische, regulatorische und gesellschaftliche Veränderungen stattgefunden (Covid-Pandemie, russischer Angriffskrieg auf die Ukraine, Inkraftsetzung des Stromgesetzes, Verhandlungen zu Stromabkommen, Solar-Express, etc.).

Insbesondere stark gestiegene Energiepreise (vor allem Strom und Gas), die negativen Folgen eines ungebremsten Klimawandels (Hitzewellen, Flutkatastrophen, etc.) sowie das Risiko der reduzierten Versorgungssicherheit durch die grosse Importabhängigkeit bei fossilen und nuklearen Energieträgern haben gezeigt, wie wichtig eine rasche und kosteneffiziente Transformation der Schweizer Energieversorgung mit deutlich mehr Energie aus erneuerbaren Quellen ist. Dies hat unter anderem dazu geführt, dass im Juni 2024 die Schweizer Stimmbevölkerung die Vorlage für eine sichere Stromversorgung («Mantelerlass») mit grosser Mehrheit angenommen hat.

## 1.4 Update EZ2050

In diesem Update der EZ2050 erfolgt eine Aufdatierung und Weiterentwicklung der Studie mit den neusten Zahlen, Entwicklungen, Erkenntnissen und Prognosen. Dazu werden die aktuelle Regulierung – insbesondere die Bestimmungen und Ziele des Stromgesetzes – und gegenwärtige energiepolitische Fragestellungen berücksichtigt (Verhandlungen über ein Stromabkommen, Gegenvorschlag zur Blackout-Initiative, etc.), um eine aktualisierte wissenschaftliche Faktenlage für

künftige Weichenstellungen zu schaffen. Nebst der Aktualisierung der Produktionsausbaupfade und der Verbrauchsentwicklung ist auch die Weiterentwicklung der Verteilnetze Gegenstand des EZ2050-Updates. Dazu werden mittels eines vereinfachten Netzmodels ebenfalls die Netzkosten des zukünftigen Energiesystems berechnet.

Mit dem Update der EZ2050 zielt der VSE darauf ab, die Auswirkungen der aktuellen Regulierungen und politischen Entwicklungen auf das Energiesystem der Schweiz zu analysieren. Besonderes Augenmerk liegt auf den Aspekten der Versorgungssicherheit, Klimaneutralität, Wirtschaftlichkeit und Netzstabilität.

Das Update stellt die zentralen Fragen für die Versorgungssicherheit der Zukunft:

- Wie sieht das Schweizer Energiesystem bis 2050 in Abhängigkeit von der Umsetzung des Stromgesetzes und dem Abschluss eines Stromabkommens aus?
- Wie gehen wir sinnvoll mit den Überschüssen im Sommer um und wie sichern wir die Winterversorgung?
- Was bedeutet die Elektrifizierung und Dezentralisierung der Energieversorgung für die Stromnetze?

## 2 Energiesystem Modell

Die «Energiezukunft 2050» (EZ2050) wird mit einem integralen Energiesystem Modell gerechnet. Als Software wird «oemof» (Open Energy Modelling Framework), ein open-source-lizenziertes Optimierungswerkzeug zur Modellierung von komplexen Energiesystemen, verwendet<sup>1</sup>. Das Modellgerüst ist eine Weiterentwicklung des an der Empa entwickelten «ehub-X»-Modells<sup>2</sup>. Das Modell verwendet gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (engl. *mixed-integer linear programming*, MILP), um systemkostenminimale Lösungen des gesamten Energiesystems unter Einhaltung sämtlicher Randbedingungen (engl. *constraints*) zu finden.

Das Modell geht von einer stündlich vorgegebenen Nachfrage nach Strom und anderen Energieträgern (Gase, H<sub>2</sub>, Erdöl, Wärme, etc.) aus und deckt diese mit den ihm zur Verfügung stehenden Technologien so kosteneffizient wie möglich. Der Technologieeinsatz und die Energieträger werden je nach Szenario aufgrund von technischen und politischen Rahmenbedingungen eingeschränkt, z.B. Erreichung des Netto-Null-Ziels im Jahr 2050 oder andere regulatorisch Vorgaben (z.B. aus dem Stromgesetz, etc.). Um die Dynamik der Wasserkraft besser abzubilden, wird jeweils ein pseudo-hydrologisches Jahr (basierend auf dem zugrundeliegenden Kalenderjahr) berechnet.

Es werden Lösungen mit minimalen Systemkosten gesucht, d.h. die Optimierungsgrösse des Modells sind die gesamten Systemkosten inklusive (annualisierte) Investitionen (*overnight CAPEX*) sowie fixe und variable Kosten für Betrieb und Unterhalt (OPEX, inkl. Energie- und CO<sub>2</sub>-Kosten) des Energiesystems.

Berechnungen erfolgen im Sinne eines «*perfect-foresight*» Snapshot-Modells für ausgewiesene Stützjahre. Das verwendete Modell beschreibt also nur, wie das Energiesystem im Stützjahr aussehen kann, und nicht, auf welchem Weg das Energiesystem im Stützjahr erreicht wird. Zum Vergleich der zukünftigen Stützjahre mit der heutigen Situation wird ein Referenzjahr (REF, ~2018) berechnet. In dieser Studie wird primär das Stützjahr 2050 betrachtet. Zusätzliche Stützjahre 2030 und 2040 werden bei Bedarf miteinbezogen. Für dazwischenliegende Jahre erfolgt keine Berechnung, sondern nur eine lineare Interpolation.

Im Modell wird stets Versorgungssicherheit durch zwingende Schliessung aller Energiebilanzen gewährleistet. Das heisst, sämtliche Nachfragen (Verbräuche) müssen bilanziell in jeder Stunde mit dem entsprechenden Angebot (Produktion) gedeckt werden. Ist dies mit den verfügbaren Technologien nicht möglich, wird die Bilanzschliessung durch einen sogenannten «Slack» erzwungen. Dies entspricht einem fiktiven Lastabwurf (engl. *load shedding*) mit sehr hohen variablen Kosten (engl. *value-of-lost-load*, VoLL) von einheitlich 10'000 CHF / MWh.

Nebst der möglichst ganzheitlichen Abbildung des «Gesamtenergiesystems Schweiz» mit all seinen Energieträgern und Umwandlungspfaden wird für die vier Nachbarländer der Schweiz (Österreich AT, Deutschland DE, Frankreich FR und Italien IT) eine vereinfachte Modellierung der Stromflüsse durchgeführt (inkl. Produktion, Verbrauch und grenzüberschreitender Stromhandel).

---

<sup>1</sup> <https://oemof.org/> und <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/stable/readme.html> (aufgerufen am 16.12.24)

<sup>2</sup> <https://www.empa.ch/web/s313> (aufgerufen am 16.12.24)

Ebenfalls in vereinfachter Weise wird das Stromnetz der Schweiz als Kupferplatte pro Netzebene vom Übertragungsnetz (NE1) bis zum Niederspannungsnetz (NE7 inkl. Prosumer) modelliert.

Ausser für den Netzausbau wird zur Bestimmung der (annualisierten) Investitionen ein einheitlicher kalkulatorischer Zinssatz (engl. *Weighted Average Cost of Capital*, WACC) von 5% verwendet. Dieser WACC entspricht ungefähr dem heutigen WACC für (erneuerbare) Produktionsanlagen<sup>3</sup>. Für den Netzausbau wird ein WACC von 4% gewählt, da dies ungefähr dem gegenwärtigen WACC für das im Stromnetz gebundene Kapital entspricht<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Elcom (2021): «Weisung 1/2021 der ElCom WACC Produktion 16.03.2021»

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/Weisungen/1-2021waccproduktion.pdf.download.pdf/1-2021%20-%20WACC%20Produktion.pdf> (aufgerufen am 16.12.24)

<sup>4</sup> Elcom (2024): «WACC – Kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV)»

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc.html> (aufgerufen am 16.12.24)

## 3 Szenarien

Per 1. Januar 2025 trat das erste Paket des im Juni 2024 vom Schweizer Stimmvolk angenommenen Stromgesetzes («Mantelerlass») in Kraft. Am 1. Januar 2026 folgt das zweite Paket. Das Stromgesetz bildet die Grundlage für einen umfangreichen Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz und hat das Ziel, bis 2050 eine sichere, klimaneutrale und kosteneffiziente Stromversorgung zu gewährleisten. Dabei spielen sowohl der Ausbau der inländischen Stromproduktion und generell der inländische Umbau der Energieversorgung als auch der Austausch mit den europäischen Nachbarländern eine zentrale Rolle. Entsprechend bestimmen die Zielerreichung des Stromgesetzes und der Abschluss eines Stromabkommens die Szenarien des EZ2050-Updates.

Mit dem Stromgesetz wird insbesondere der Ausbau der Erneuerbaren bis 2050 forciert. Entsprechend sollen sämtliche Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) von heute ca. 10 TWh auf 35 TWh bis 2035 und auf 45 TWh pro Jahr bis 2050 ausgebaut werden (siehe Abbildung 1). Nebst der Photovoltaik (PV) auf Dächern, die wegen ihrer verhältnismässig grossen Akzeptanz und den geringen Kosten den Hauptteil des Zuwachses ausmachen wird, sollen auch PV auf Infrastruktur und Freiflächen (inkl. alpine Anlagen) sowie Wind, biogene Gase (inkl. Biogas), Biomasse (inkl. Abfall) und die Geothermie ausgebaut werden.

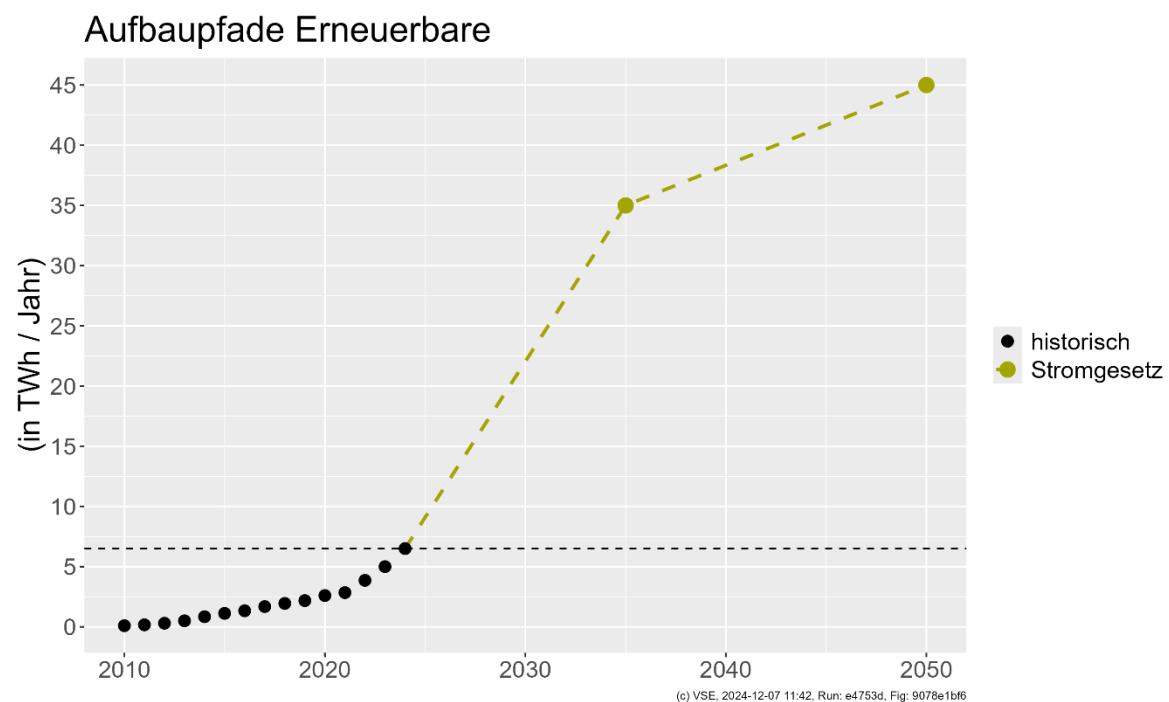


Abbildung 1: Ausbaupfade der Erneuerbaren gemäss «Stromgesetz» mit den Zielen 35 TWh / Jahr im Jahr 2035 und 45 TWh / Jahr im Jahr 2050.

Zudem verlangt das Stromgesetz den Ausbau der Wasserkraft gemäss «Runder Tisch». Konkret hält das Gesetz 16 Wasserkraft-Projekte fest, die bis 2040 umgesetzt werden müssen. Die Projekte bringen zusammen rund 2 TWh zusätzliche Stromproduktion im Winterhalbjahr. Ausserdem schlägt das Stromgesetz vor, dass Nettoimporte im Winterhalbjahr maximal 5 TWh betragen dürfen.

Der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU ist ein erklärtes Ziel des Bundesrats. Die Verhandlungen mit der EU wurden im Dezember 2024 formell abgeschlossen. Nun müssen die EU-Mitgliedstaaten und die Schweiz dem Verhandlungsergebnis zustimmen. Ob es tatsächlich zu einem Abschluss kommt, ist folglich noch offen.

Entsprechend wird die Umsetzung des Stromgesetzes einmal in einem Szenario mit vollständigem Anschluss der Schweiz an den europäischen Energiemarkt mit Stromabkommen («integriert») und einmal in einem Szenario ohne Stromabkommen («isoliert») berechnet.

In beiden Szenarien gelten die Ausbauziele für Erneuerbare gemäss Vorgaben im Stromgesetz. Ebenfalls werden in beiden Szenarien die Nettoimporte im Winterhalbjahr auf maximal 5 TWh beschränkt.

### **3.1 Stromgesetz mit Stromabkommen («integriert»)**

Im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» ist die Schweiz Teil des europäischen Energiemarktes sowohl bezüglich Strom als auch bezüglich Wasserstoff. Das heisst, die Schweiz wird beim internationalen Stromhandel im Rahmen der 70%-Regel berücksichtigt und Importe sowie Exporte sind entsprechend dem Angebot und Nachfrage von Strom bzw. Wasserstoff möglich.

Die maximalen Grenzübertragungskapazitäten (NTC) entsprechen dem Referenznetz aus dem «TYNDP 2024» der ENTSOE. Dieses Referenznetz umfasst NTC-Daten, die den Übertragungsnetzbetreibern (z.B. Swissgrid) bis 2030 vorliegen. Es wird angenommen, dass die NTC bis 2050 konstant bleiben. In diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt sind Auswirkungen von Systemdienstleistungen (SDL) und ungeplante Stromflüsse (engl. *loop flows*).

Für Wasserstoff wird ein vollständiger Anschluss der Schweiz an den «European Hydrogen Backbone» (EHB) ab den 2040er Jahren angenommen.

### **3.2 Stromgesetz ohne Stromabkommen («isoliert»)**

Im Szenario «Stromgesetz ohne Stromabkommen» ist die Schweiz grösstenteils von den europäischen Energiemarkten ausgeschlossen und die Importe- und Exportkapazitäten entsprechend deutlich reduziert.

Wie in Tabelle 1 und Abbildung 2 ersichtlich, werden beim Strom die Grenzübertragungskapazitäten NTC einseitig teilweise stark eingeschränkt (vgl. Frontier Economics 2021).

Beim Wasserstoff ist kein (vollständiger) Anschluss an den «European Hydrogen Backbone» (EHB) unterstellt.

Tabelle 1: Verfügbare Grenzübertragungskapazitäten (NTC) ohne Stromabkommen («isoliert») gemäss Szenario «Keine Kooperation» (Quelle: Frontier Economics, TU Graz, 2021). Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

Werte in [MW]	AT-CH (Import)	DE-CH (Import)	FR-CH (Import)	IT-CH (Import)	CH-AT (Export)	CH-DE (Export)	CH-FR (Export)	CH-IT (Export)
Offpeak Winter	199	1203	847	307	915	976	698	10
Peak Winter	155	1264	647	178	848	926	892	1
Offpeak Sommer	303	1481	824	139	892	767	807	9
Peak Sommer	269	1435	677	78	809	776	698	7
Durchschnitt	237	1345	773	189	876	864	768	8

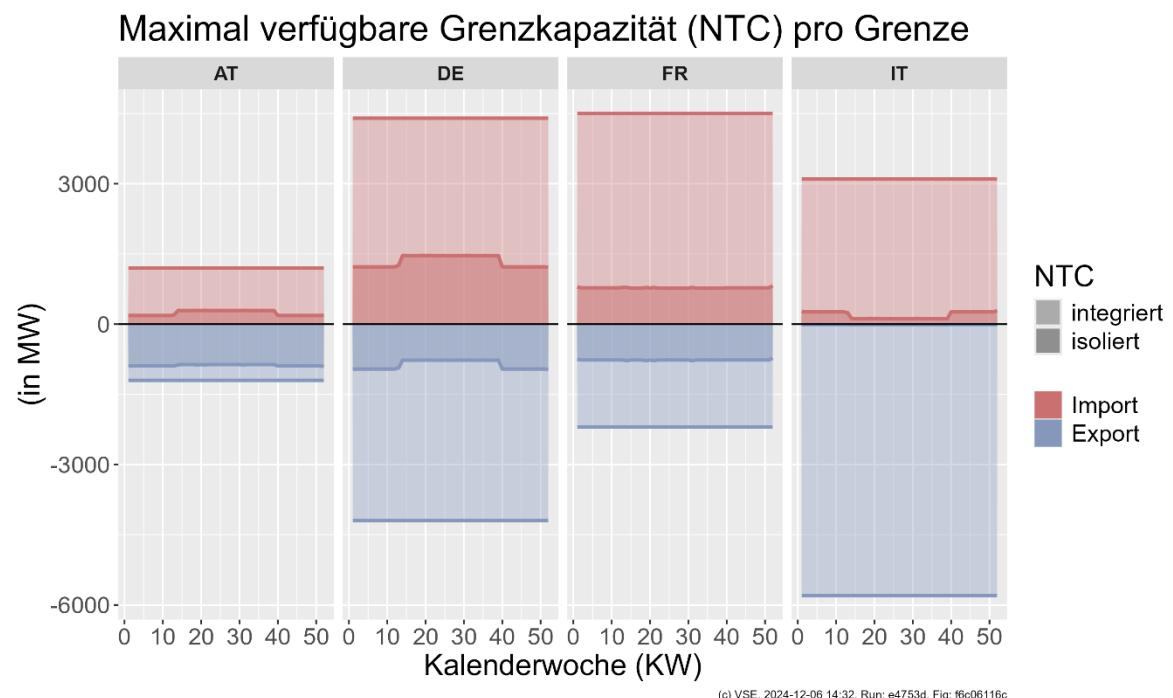


Abbildung 2: Reduktion der Grenzübertragungskapazitäten (NTC) mit («integriert») und ohne («isoliert») Stromabkommen.

## 4 Ergebnisse und Erläuterungen

### 4.1 Verbrauch

#### 4.1.1 Gesamtenergieverbrauch

Durch Dekarbonisierung und Effizienzmassnahmen (z.B. Elektrifizierung, Gebäudesanierungen, etc.) sinkt der Brutto- bzw. Endenergieverbrauch in der Schweiz bis 2050 deutlich (siehe Abbildung 3). Der Bruttoenergieverbrauch entspricht dem Primärenergieverbrauch und der Endenergieverbrauch umfasst die von den Endverbrauchern (Haushalte, Industrie, Verkehr, etc.) genutzte Energie. Hingegen steigt der Stromverbrauch aufgrund der Elektrifizierung des Energiesystems deutlich an (siehe auch nächster Abschnitt).

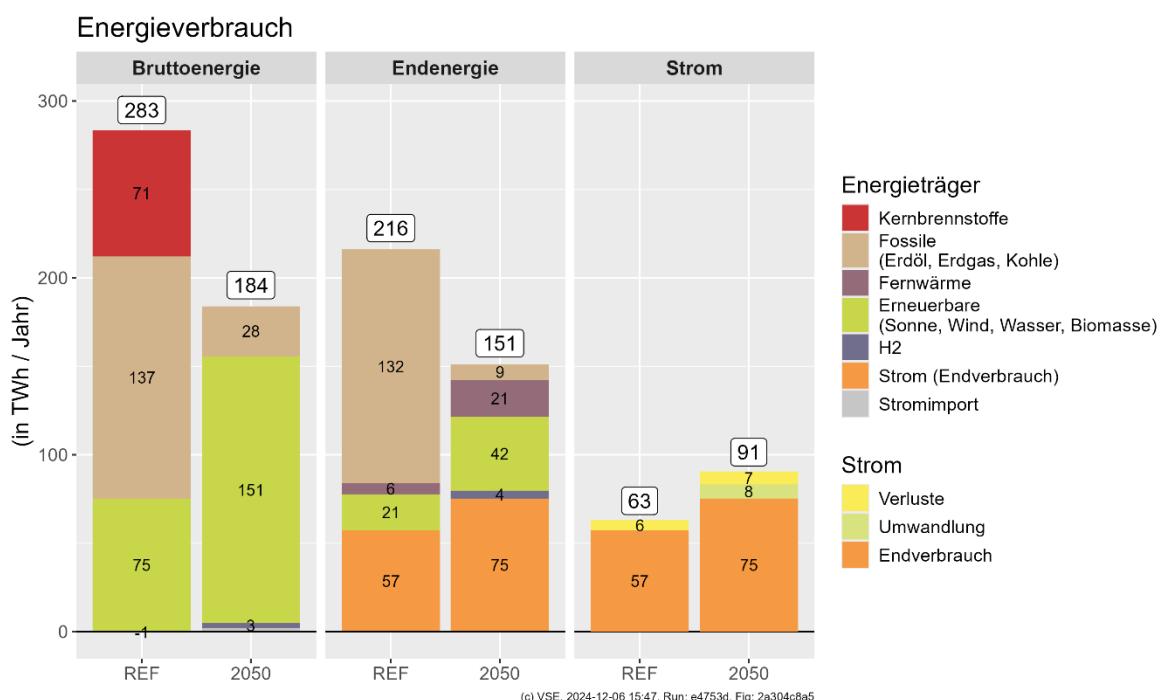


Abbildung 3: Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs der Schweiz von heute (REF) bis 2050 aufgeteilt nach Energieträgern sowie Bruttoenergie (Primärenergie), Endenergie und Strom.

Durch den Ersatz von importierten fossilen (Erdöl, Erdgas, Kohle) und nuklearen Energieträgern mit inländischen Erneuerbaren, sinkt auch die Importabhängigkeit von heute ca. 75% auf unter 20% bzw. steigt entsprechend der Eigenversorgungsgrad der Schweiz deutlich an.

*Der Energieverbrauch wird grundsätzlich basierend auf den Vorgaben der «Energieperspektiven 2050+» (EP2050+) [2] und dem Szenario «ZERO-BASIS» pro Sektor (Haushalte, Dienstleistung, Industrie, Landwirtschaft und Verkehr) und pro Verwendungszweck (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Beleuchtung, Klima, Lüftung und Haustechnik, I&K, Unterhaltungsmedien, Antriebe, Prozesse, Mobilität und Sonstige) sowie anhand aktualisierter Rahmendaten für das Bevölkerungswachstum (A-00-2020) des BFS (2020) und das BIP-Wachstum (BIP-A) des Seco (2022) bestimmt.*

#### 4.1.2 Stromverbrauch

Aus Abbildung 3 ist ersichtlich, dass der Stromverbrauch (Landesverbrauch<sup>5</sup>) bis 2050 gegenüber heute von ca. 60 TWh um etwa 50% auf gut 90 TWh ansteigt. Diese Zunahme resultiert auch mit der Umsetzung der angenommenen Effizienzmassnahmen gemäss Szenario «ZERO-BASIS» der «EP2050+». Abbildung 4 zeigt die detaillierte Unterteilung des Anstiegs im Stromverbrauch, der vor allem getrieben ist durch die Elektrifizierung der Mobilität, der Wärme (und Kälte) sowie der Digitalisierung (z.B. Rechenzentren). Ebenfalls wird in Zukunft zusätzlicher Strom für die Energieumwandlung (Elektrolyse, CCS, Grosswärmepumpen für Fernwärme) benötigt.

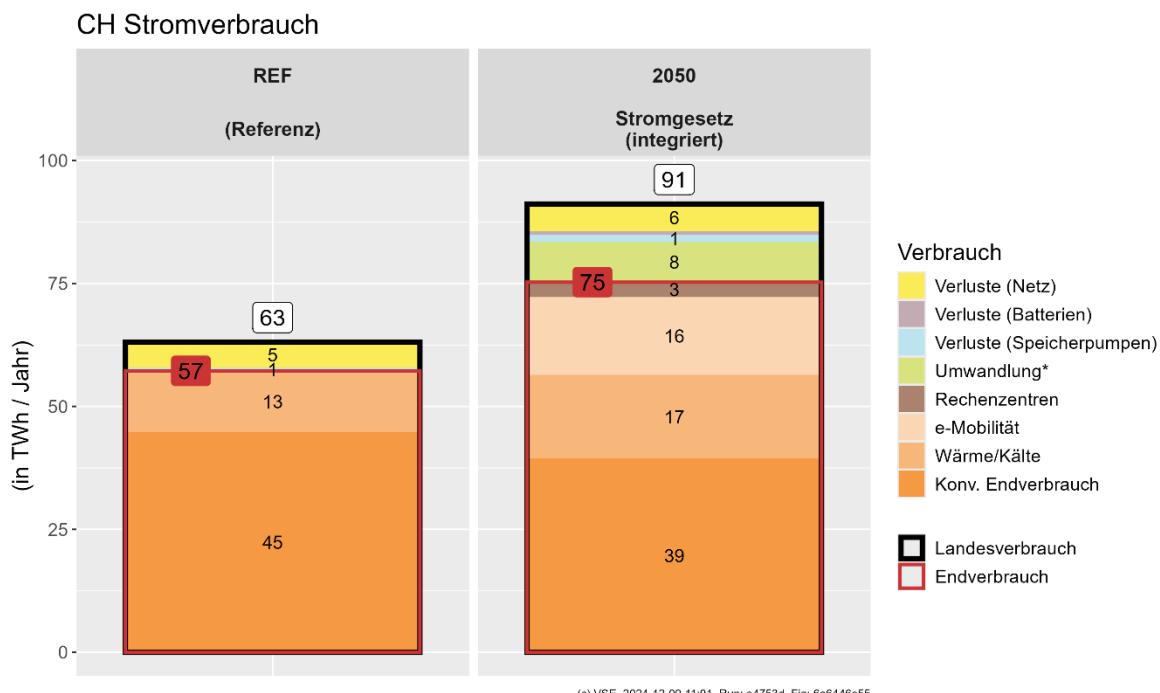


Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweiz von heute (REF) bis 2050 aufgeteilt nach Verbrauchssegmenten (z.B. e-Mobilität) sowie Landes- und Endverbrauch.

Der Pro-Kopf-Stromverbrauch sinkt in dieser Studie weniger stark als im Stromgesetz vorgesehen (minus 5% bis 2050 gegenüber dem Wert von 2000). Zwar werden in dieser Studie dieselben (prozentualen) Effizienzgewinne in den verschiedenen Sektoren (z.B. Industrie) und für die verschiedenen Verwendungszwecke (z.B. Beleuchtung) angenommen, jedoch wird mit einem stärkeren BIP-Wachstum gemäss Seco (2022) und neueren Verbrauchseinschätzungen zu beispielsweise Rechenzentren gerechnet.

*Während der konventionelle Stromverbrauch (Beleuchtung, Antriebe & Prozesse, Unterhaltung, Klima, Lüftung, Haustechnik, Verkehr (non-Road), Prozesswärme (Kochen, etc.), Rechenzentren, Verkehr (Strasse) exogen dem Modell vorgegeben ist, wird der Stromverbrauch für Wärme (Raumwärme, Warmwasser, industrielle Prozesswärme), Kälte, Umwandlung und die Netzverluste vom Modell endogen bestimmt.*

<sup>5</sup> Der Landesverbrauch umfasst die Summe des Stromverbrauchs der Endverbrauchssektoren (Haushalte, Dienstleistungen, Industrie, Landwirtschaft und Verkehr) und den Stromverbrauch des Umwandlungssektors (inkl. H2-Elektrolyse, Grosswärmepumpen für Fernwärme, CCS) sowie Verluste von Leitungen und Speichern (Nettoverbräuche von Pumpspeicher und Batterien) → Bruttoverbrauch = Landesverbrauch + Bruttostromverbrauch der Speicher (z.B. Speicherpumpen).

#### 4.1.2.1 Wärme

Abbildung 5 zeigt, wie in Zukunft fossile Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle) zur Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme) durch Erneuerbare (inkl. Umweltwärme und Fernwärme) ersetzt werden. Die Elektrifizierung von Raumwärme und Warmwasser führt dabei nur zu einem geringfügigen Mehrbedarf an Strom, da effiziente Wärmepumpe neben fossilen Heizsystemen auch bestehende ineffiziente Elektrowiderstandsheizungen und -warmwasserboiler ersetzen (heutiger Stromverbrauch ca. 3.5 bzw. 2 TWh / Jahr). Strom wird – zusammen mit Wasserstoff – auch vermehrt zur Bereitstellung von (Hochtemperatur-)Prozesswärme in der Industrie eingesetzt (vor allem bei tiefen Strompreisen).

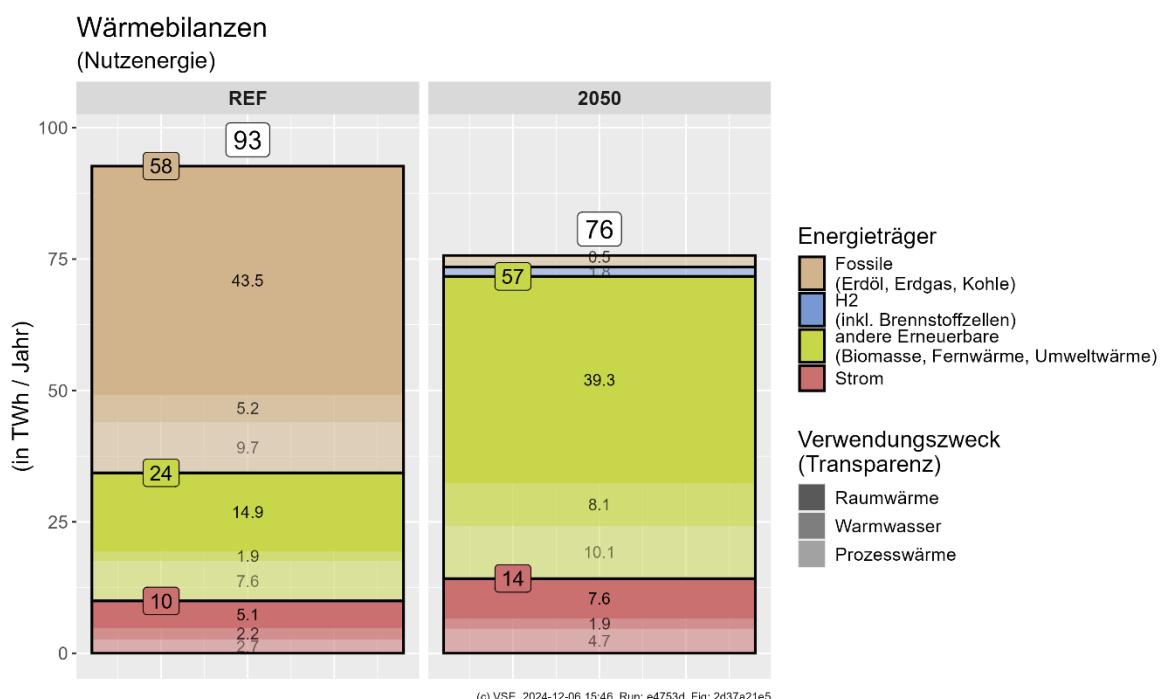


Abbildung 5: Entwicklung des Wärmenergieverbrauchs der Schweiz von heute (REF) bis 2050 aufgeteilt nach Energieträgern und Verwendungszwecken (Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme).

Der Raumwärmebedarf<sup>6</sup> wird basierend auf populations-gewichteten Temperaturdaten<sup>7</sup> und entsprechenden Heizgradtagen (engl. heating degree days, HDD) bestimmt. Für die stündliche Auslösung werden entsprechende Profile der open-source Webseite demand.ninja<sup>8</sup> verwendet. Der jährliche Raumwärmebedarf wird vorgängig noch für den Einfluss des fortschreitenden Klimawandels korrigiert. Dazu dient das Szenario RCP 2.6 der Schweizer Klimaszenarien CH2018 (Meteo Schweiz, 2018), welches eine nahezu vollständige Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen vorsieht und somit im Einklang mit dem Pariser Klimaschutzabkommen (COP21) steht, welches die globale Erwärmung auf maximal 2 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit begrenzen will.

<sup>6</sup> Die gleichen Grundlagen und die gleiche Methodik wird auch zur Bestimmung des stündlichen Kältebedarfs angewendet. Der Kältebedarf kann durch Wärmepumpen und Elektro-AC gedeckt werden.

<sup>7</sup> Satelliten-gestützte meteorologische Reanalyse-Daten

<sup>8</sup> Iain Staffell, Stefan Pfenninger and Nathan Johnson (2023). A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales. Nature Energy.

#### 4.1.2.2 Mobilität

Der Primärenergiebedarf der Mobilität (inkl. Schiene) sinkt dank der Elektrifizierung des Strassenverkehrs deutlich und Strom wird in Zukunft den Hauptanteil des Energiebedarfs decken (siehe Abbildung 6). Mit einer Zunahme des Stromverbrauchs von heute ca. 3 TWh / Jahr auf fast 20 TWh / Jahr erfolgt im Mobilitätssektor die grösste Zunahme an Stromverbrauch. Wasserstoff spielt nur im Schwerverkehr (inkl. «non-road» Bereich, wie z.B. Schiffe und Baumaschinen) eine gewisse Rolle. Internationaler Luft- und Schiffverkehr wurden in dieser Studie nicht mitberücksichtigt.

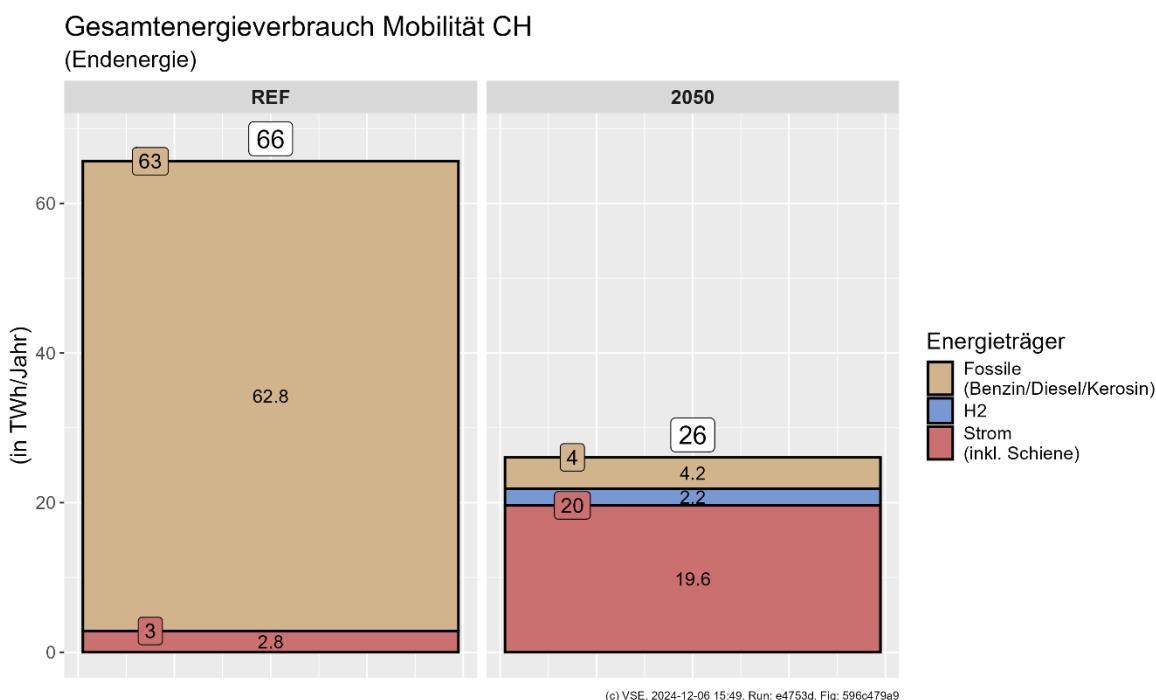


Abbildung 6: Entwicklung des Mobilitätsenergieverbrauchs in der Schweiz von heute (REF) bis 2050 aufgeteilt nach Energieträgern.

Der Energiebedarf der Strassenmobilität ist stark korreliert mit der zugrundeliegenden Verkehrsleistung und wurde basierend auf den in der «EZ2050» publizierten Zahlen exogen vorgegeben. Die Fahrzeugkilometer entstammen den «Verkehrsperspektiven 2050» (Basisszenario) des Bundesamts für Raumentwicklung (ARE, 2022).

## 4.2 Produktion

### 4.2.1 Erneuerbare

#### 4.2.1.1 Wasserkraft

Im Stromgesetz wird ein Ausbau der Wasserkraft gemäss «Runder Tisch» bis 2040 postuliert. Dieser «Runde Tisch» umfasst 16 Projekte (inkl. Chlus), die durch Staudammerhöhungen (z.B. Grimsel) und Neuerschliessungen (z.B. Trift) zusammen eine zusätzliche Winterstromproduktion von +2 TWh ermöglichen. Abbildung 7 zeigt im Jahresverlauf, wie die Speicherseen von Speicherwasserkraftwerken im Sommer zusätzliches Wasser speichern, welches dann ab Herbst als zusätzliche Energie für das Winterhalbjahr zur Verfügung steht. Dies hilft insbesondere in Frühling für eine sichere Stromversorgung.

Neben der zusätzlichen Verschiebung von Energie (Strom) vom Sommer in den Winter ergibt sich durch die Realisierung der 16 Projekte des «Runden Tischs» eine zusätzliche Wasserkraftproduktion von 0.9 TWh sowie eine zusätzliche installierte Leistung von ca. 0.2 GW.

Im Unterschied zum Stromgesetz, in dem von einer generellen Zunahme der (netto) Wasserkraftproduktion von heute ca. 35 TWh auf 39.2 TWh pro Jahr ausgegangen wird, wird in dieser Studie kein zusätzlicher Ausbau der Wasserkraft ausserhalb des «Runden Tisches» angenommen. Dies aufgrund möglicher Verschärfungen von Restwasserbestimmungen und/oder einer generell geringen gesellschaftlichen Akzeptanz von zusätzlichen Wasserkraftprojekten (insbesondere in den Alpen).

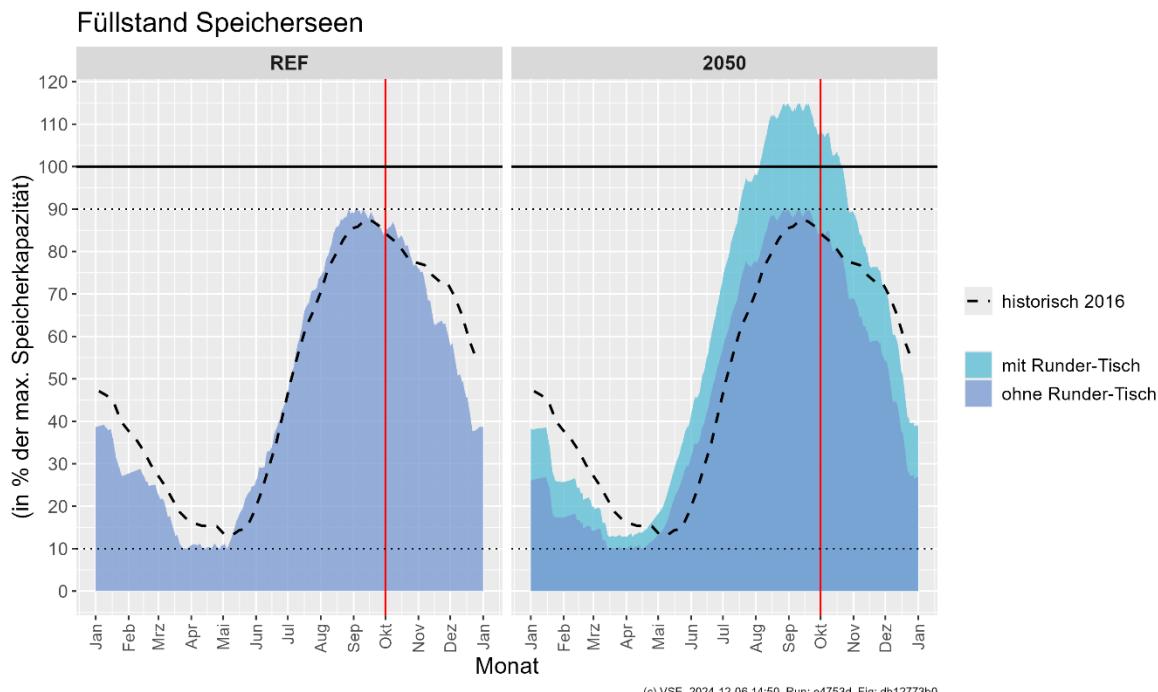


Abbildung 7: Füllstand der Speicherseen heute (REF) und 2050 sowohl mit als auch ohne die 16 Projekte des «Runden Tischs».

#### 4.2.1.2 Photovoltaik (PV)

Die Photovoltaik (PV) wird neben der Wasserkraft – im Sinn des Stromgesetzes – bis 2050 die zweite grosse erneuerbare Stütze des Schweizer Energiesystems. Der Grossteil der PV-Anlagen wird dabei auf privaten und gewerblichen Hausdächern installiert. Die Vorteile von PV auf Dachflächen gegenüber anderen Standorten und anderen Erneuerbaren (z.B. Wind) sind ihre relativ grosse gesellschaftliche Akzeptanz, die geringen Gestaltungskosten (REF: 120 CHF / MWh → 2050: 55 CHF / MWh) sowie das grosse Potential mit 30-50 TWh / Jahr<sup>9</sup>. Die grossen Differenzen im Potential ergeben sich primär dadurch, welche Flächen wirtschaftlich nutzbar sind und wie gross die Bereitschaft von Hausbesitzenden ist PV-Anlagen zu installieren. Dadurch wird das maximale Dach-PV Potential in dieser Studie auf 40 TWh / Jahr festgelegt. Das zugrundliegende stündliche PV-Profil wird der Pan-European-Climate-Database (PECD) für das historische Jahr 2016 entnommen und weist 1200 äquivalente Vollaststunden auf, was bedeutet, dass PV-Anlagen primär auf «gut» bis

<sup>9</sup> Quelle: Swissolar (2020): «Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden» [https://www.swissolar.ch/02\\_markt-politik/detailanalyse-solarpotenzial-schweiz.pdf](https://www.swissolar.ch/02_markt-politik/detailanalyse-solarpotenzial-schweiz.pdf)

«sehr gut» geeigneten Dächern installiert werden<sup>10</sup>. Fassaden werden in dieser Studie, trotz ihres theoretisch grossen Potentials (~17 TWh / Jahr<sup>11</sup>), nicht berücksichtigt. Hingegen werden PV-Anlagen auf Freifächern (inkl. Infrastrukturbauten und alpine Freiflächen) berücksichtigt. Für Freiflächen in besiedelten Gebieten und Infrastrukturbauten werden Gestehungskosten von 33 CHF / MWh im Jahr 2050 angenommen, was Freiflächen-PV sehr günstig macht, jedoch stehen die PV-Anlagen oft in Konkurrenz mit anderen Optionen der Landnutzung, daher wird deren maximales Potential auf 2.5 TWh / Jahr beschränkt. Alpine Standorte hingegen weisen mit 170 CHF / MWh im Jahr 2050 deutlich höher Gestehungskosten auf und das angenommen maximale Potential bis 2050 ist 2.2 TWh pro Jahr<sup>12</sup>.

#### 4.2.1.3 Windenergie

Die Windenergie ist zwar in den Ausbauzielen des Stromgesetzes zur Erreichung von total 45 TWh / Jahr Erneuerbaren bis 2050 ebenfalls eine Option und hätte mit 29.5 TWh / Jahr<sup>13</sup>, davon 19 TWh im Winterhalbjahr, ebenfalls ein grosses Potential sowie mit 55 CHF / MWh im Jahre 2050 ebenfalls tiefe Gestehungskosten, jedoch spricht heute primär die gesellschaftliche Akzeptanz dagegen, dass die Windkraft in der Schweiz einen substanzuellen Beitrag zur Stromversorgung leisten wird. Aus diesem Grund wird in dieser Studie das maximale Windpotential im Jahr 2050 im Szenario «Stromgesetz» auf 3.8 TWh / Jahr beschränkt. Nur in der Variante «mehr Wind» (siehe Abschnitt S. 19) kann das maximal mögliche Potential von 30 TWh / Jahr voll ausgeschöpft werden. Wie bei PV wird das stündliche Profil der Pan-European-Climate-Database (PECD) für das historische Jahr 2016 verwendet, welches im Referenzjahr (REF) und für 2050 total 1827 bzw. 2000 äquivalente Vollaststunden aufweist. Für die 3.8 TWh / Jahr werden also ca. 2 GW Leistung nötig, was bei einer durchschnittlichen Leistung von 5 MW total ca. 400 Windräder bedeutet.

#### 4.2.1.4 Andere Erneuerbare (Abfall, Geothermie, biogene Gase)

Zu den anderen Erneuerbaren zählen insbesondere die Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), die auch in Zukunft gut 1.2 TWh / Jahr an erneuerbarem Strom produzieren. Es wird dabei angenommen, dass der Anteil an erneuerbarem Abfall im Gesamtenergiegehalt des Schweizer Abfalls von heute ca. 50% auf 40% sinkt. Die gesamte Energiemenge des Siedlungsabfalls bleibt jedoch bis 2050 konstant bei rund 12.5 TWh / Jahr. Es wird angenommen, dass kein zusätzlicher Import von ausländischem Abfall stattfindet.

Biogene Gase (z.B. Biogas) werden in Zukunft in Blockheizkraftwerken (BHKW) und Brennstoffzellen (BZ) im Sinne der Wärmekraftkopplung (WKK) zur gleichzeitigen Wärme- und Stromproduktion genutzt. Ihr Anteil an der gesamtschweizerischen Stromproduktion bleibt mit 1.1 TWh / Jahr jedoch verhältnismässig klein. Zusätzliche Importe von biogenen Gasen (z.B. Biomethan) werden nicht angenommen, da die jeweiligen Herkunftsländer diese Gase primär für die eigene (klimaneutrale) Strom- und Wärmeproduktion verwenden. Nur synthetisches Methan (SNG) kann zusätzlich importiert werden, ist jedoch mit 164 CHF/MWh<sub>LVH</sub> relativ teuer und wird daher nicht eingesetzt.

Geothermie spielt wegen der mangelnden technischen Reife (TRL) und grossen Unsicherheiten hinsichtlich der Erschliessung mit maximal 0.2 TWh / Jahr im Jahr 2050 nur eine marginale Rolle.

<sup>10</sup> Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit von Dachflächen wird in der «EP2050+» ein Normalverteilung um eine Dachfläche mit durchschnittlicher Strahlungsintensität angenommen.

<sup>11</sup> Medienmitteilung BFE (15.04.2019): «Das Solarstrompotenzial von mittelmässig bis hervorragend geeigneten Schweizer Hausfassaden ist rund 17 TWh pro Jahr» (Quelle: [www.sonnenfassade.ch](http://www.sonnenfassade.ch))

<sup>12</sup> Gemäss Meyer et al. (2023) «Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz» besteht ein zielführendes Potenzial von rund 5 TWh.

<sup>13</sup> Medienmitteilungen BFE (30.08.2022): «Das Windenergiopotenzial in der Schweiz ist viel höher als bisher angenommen»: In der Schweiz könnten pro Jahr 29.5 TWh Strom aus Windenergie produziert werden, 19 TWh davon im Winterhalbjahr  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-90116.html>

#### 4.2.2 Saisonale Diskrepanz von Angebot und Nachfrage: Lücke im Winter, Überschüsse im Sommer

Durch den steigenden Strombedarf und die geplante, schrittweise Abschaltung der Kernkraftwerke entsteht in den 2040er Jahren im Winterhalbjahr eine Lücke, welche durch den Zubau von Erneuerbaren, wie ihn das Stromgesetz vorgibt, über das gesamte Jahr hinweg nicht vollständig gedeckt werden kann. Da Winterstromimporte gemäss Stromgesetz bei maximal 5 TWh begrenzt sind, braucht es ergänzende inländische Stromproduktion, um diese Winterstromlücke zu schliessen. Extreme Wettersituationen können diese Situation noch zusätzlich verstärken (siehe Abschnitt 5.4, Seite 38).

Im Sommerhalbjahr hingegen resultiert durch den gut vorankommenden und geplanten PV-Ausbau vor allem über Mittag eine massive Stromüberproduktion (Überschüsse), die es im Sinne des Gesamtsystems zu nutzen gilt. Können diese sommerlichen Überschüsse nicht genutzt werden, muss die Einspeisung der PV-Anlagen begrenzt werden, um einen teuren Netzausbau zu verhindern (siehe Abschnitt 4.5, S. 24).

Die Problematik von zu viel Strom im Sommerhalbjahr (Überschüsse) und zu wenig Strom im Winterhalbjahr (Lücke) ist in der folgenden Abbildung 8 schematisch dargestellt.

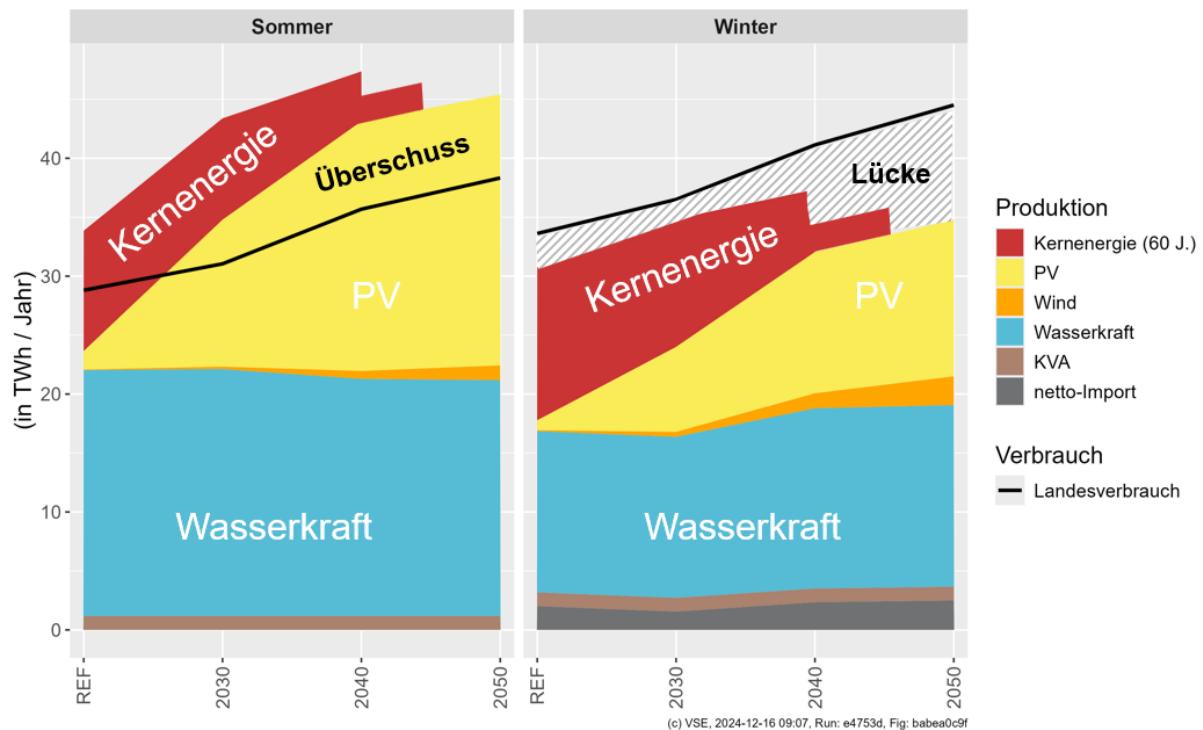


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Angebots und der Nachfrage von Strom im Sommer (mit Angebotsüberschuss) und im Winter (mit Angebotslücke).

##### 4.2.2.1 Winterstromlücke

Wie Abbildung 8 schematisch gezeigt, braucht es im Winterhalbjahr ergänzende Stromproduktion, auch wenn die Ausbauziele der Erneuerbaren gemäss Stromgesetz umgesetzt werden. Die Art dieser Produktion hängt primär vom gesellschaftlichen und politischen Willen ab. Im Folgenden werden vier

Varianten dargestellt, wie diese ergänzende Produktion aussehen kann. Eine Zusammenfassung ist in Abbildung 9 ersichtlich.

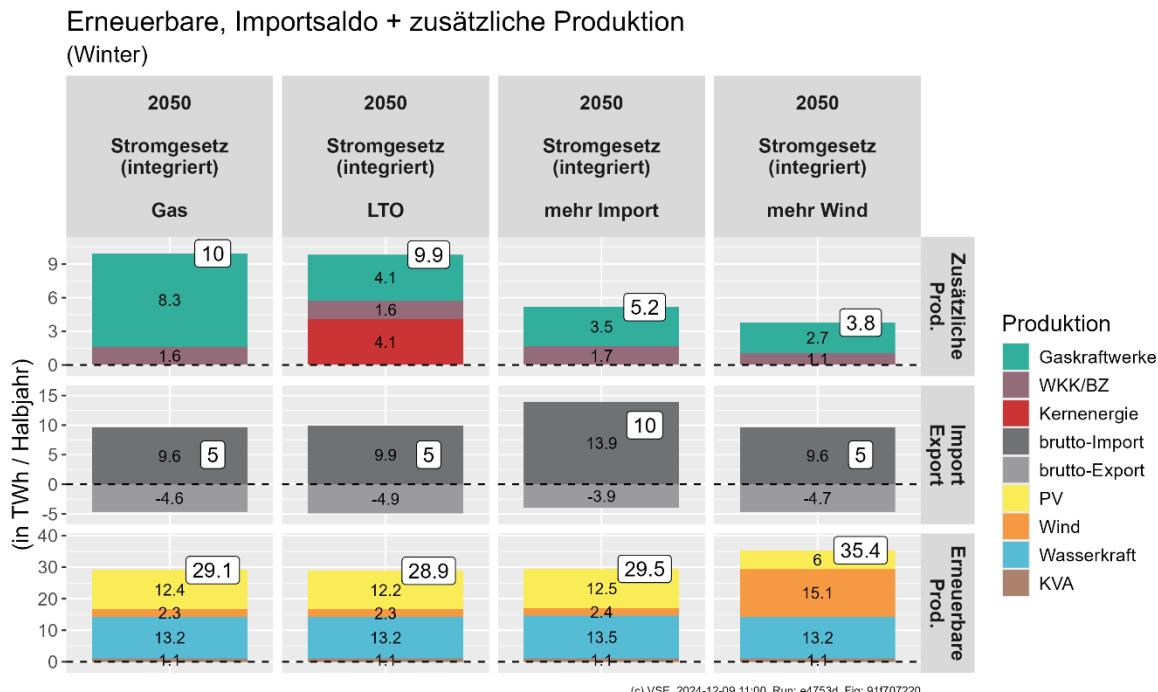


Abbildung 9: Zusammenfassung der erneuerbaren und ergänzenden (zusätzlichen) Produktion sowie des Importsaldos zur Deckung des Landesstromverbrauchs für das Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» und den vier untersuchten Varianten «Gas», «LTO», «mehr Import» und «mehr Wind».

#### 4.2.2.1.1 Variante «Gaskraftwerke»

In dieser Variante wird davon ausgegangen, dass sämtliche Schweizer Kernkraftwerke nach rund 60 Jahren Betriebszeit stillgelegt werden (Beznau I 2033; Beznau II 2032; Gösgen voraussichtlich 2039; Leibstadt voraussichtlich 2044) und die ergänzende Produktion primär mittels Gaskraftwerken, idealerweise mit «klimaneutralen» Gasen betrieben, erfolgt:

1. Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bzw. erneuerbare Gase
2. fossiles Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS) im In- und/oder Ausland
3. Wasserstoff (inländisch produziert oder importiert)

Aufgrund der verhältnismässig geringen Kosten wird in Abbildung 9 primär Erdgas mit inländischem CCS verwendet. Wasserstoff und biogene Gase werden wegen der hohen Kosten nicht verwendet. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken mit CCS betragen rund 80 CHF / MWh<sup>14</sup> (ohne die Kosten des CO<sub>2</sub>-Transports und der Speicherung im Ausland<sup>15</sup>).

<sup>14</sup> Gaskombi-Kraftwerke (CCGT) mit 90% effizienter CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Abgasstrom (oxyfuel) betrieben während 4000 äq. Vollaststunden mit importiertem fossilem Erdgas (24 CHF / MWh\_th) und (overnight) CAPEX von 1184 CHF / kW\_el (= 1/3 teurer als ohne CCS; 23 Jahre Amortisationszeit bei WACC = 5%) sowie 28 CHF / kW\_el / Jahr fixe und 3.2 CHF / MWh variable Betriebs- und Unterhaltskosten.

<sup>15</sup> Es wird angenommen, dass keine CO<sub>2</sub>-Speicherung in der Schweiz möglich ist, sondern sämtliches bei Punktquellen (Zementwerken, KVA, Gaskraftwerken, Industrie, etc.) abgeschiedene CO<sub>2</sub> nur im Ausland z.B. in ehemaligen Salzkavernen gespeichert werden kann. Die Kosten für Transport und Speicherung betragen je nach Menge zwischen 15 und 48 CHF pro t CO<sub>2</sub>.

#### 4.2.2.1.2 Variante «Kernenergie LTO»

In dieser Variante wird die Betriebszeit des Kernkraftwerks Gösgen auf 80 Jahre verlängert. Zusätzlich können Gaskraftwerke betrieben werden.

Zwar sieht der Gegenvorschlag des Bundesrats zur Initiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» auch die Möglichkeit eines Neubaus von Kernkraftwerken vor. Dies wird in dieser Studie im Zusammenhang mit der Umsetzung des Stromgesetzes jedoch nicht explizit berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass bis 2050 in der Schweiz keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden. Im Exkurs «NIMBY» (siehe Abschnitt 5.1, S. 30) wird jedoch eine solche Variante mit neuen Kernkraftwerken gerechnet.

Aus Abbildung 9 wird ersichtlich, dass die Laufzeitverlängerung der Kernenergie dazu führt, dass nur noch etwa die Hälfte an Gas für die ergänzende Produktion verwendet wird.

*Für den Langzeitbetrieb des Kernkraftwerks Gösgen werden folgenden Annahmen hinterlegt:  
 Verlängerung des Betriebs um 20 Jahre bis 2059. Für den Weiterbetrieb werden zusätzliche Investitionen für Modernisierung und sicherheitstechnische Nachrüstung der Kernreaktoren von 2000 CHF / kW<sup>16</sup> sowie fixe Betriebs- und Unterhaltskosten von 200 CHF / kW / Jahr angenommen. Zusammen mit den variablen Betriebs- und Unterhaltskosten sowie den Brennstoffkosten resultieren bei 7800 äq. Vollaststunden Stromgestehungskosten von 65 CHF / MWh (verglichen mit den Stromgestehungskosten von ca. 50 CHF / MWh im heutigen «regulären» Betrieb).*

#### 4.2.2.1.3 Variante «mehr Import»

Das Stromgesetz sieht als Richtwert vor, die Winterstromimporte auf netto 5 TWh zu beschränken. In der Variante «mehr Import» wird diese Winterstromimportbeschränkung auf maximal 10 TWh netto erhöht. Dies entspricht in etwa dem Richtwert der Elcom<sup>17</sup> und dem Winterstromimportsaldo der «EP2020+». Voraussetzung für eine solche Erhöhung der Winterstromimporte ist idealerweise der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU.

Es zeigt sich, dass mit einer Importerhöhung bis max. 10 TWh die Versorgungslücke reduziert werden kann. Gaskraftwerke werden für die noch benötigte ergänzende Stromproduktion eingesetzt (siehe Abbildung 9).

#### 4.2.2.1.4 Variante «mehr Wind»

Als letzte Varianten wird der Zubau der Windenergie optimal in Ergänzung zu den anderen Erneuerbaren (insbesondere PV) angeschaut. Das maximale Potential der Windenergie in der Schweiz wird dabei auf die ausgewiesenen 30 TWh des Bundesamts für Energie erhöht.

In dieser Variante wird die Windenergie optimal auf 24.7 TWh total bzw. 15.1 TWh im Winterhalbjahr durch Deckung des Landesverbrauchs ausgebaut und entsprechend der PV-Ausbau auf 17 TWh reduziert. Daraus folgt, dass mittels einer optimalen Kombination von PV und Wind die saisonalen Unterschiede im Angebot und der Nachfrage von Strom am besten ausgeglichen werden können (siehe Abbildung 10). Im Sommerhalbjahr gibt es somit weniger Überschüsse, die gespeichert, exportiert oder abgeregelt werden. Im Winterhalbjahr sinkt der Bedarf an ergänzender Produktion im

<sup>16</sup> Gemäss der ETH-Studie (2023) «Swiss electricity supply after the “Mantelerlass” – quo vadis?» betragen die durchschnittlichen Kosten für die Verlängerung des Betriebs eines Schweizer Kernkraftwerkes (1 GW) um 10 Jahre 1 Mrd. CHF.

<sup>17</sup> Elcom «Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035» (2023): Mit Blick auf die potenziellen Importrisiken ging die ElCom im Grundlagenpapier 2020 aufgrund einer Risikoüberlegung von einem Richtwert von 10 TWh Netto-Import im Winterhalbjahr aus.

Vergleich mit den anderen Varianten am stärksten, weil ca. 2/3 der Wind-Produktion im Winter anfallen.

Auch in dieser Variante werden Gaskraftwerke als ergänzende Produktion benötigt, jedoch mit nur 2.7 TWh deutlich weniger als in den anderen Varianten.

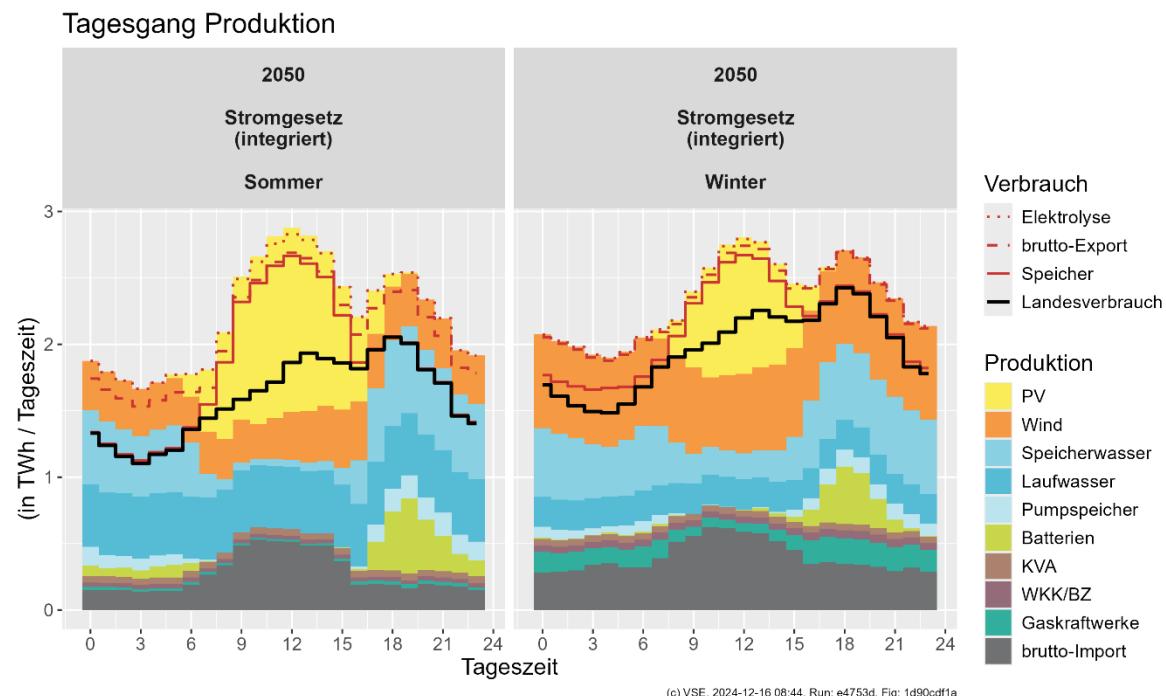


Abbildung 10: Aggrierter Tagesgang (brutto-Verbrauch/-Produktion) für das Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» für die Variante «mehr Wind».

#### 4.2.2.2 Sommerüberschüsse

Wie in Abbildung 11 ersichtlich, entstehen im Sommer durch den massiven PV-Ausbau gemäss Stromgesetz grosse Überschüsse, die sinnvoll genutzt werden müssen. Abbildung 11 zeigt anhand der tageszeitlichen Verteilung von Produktion und Verbrauch, wie im Sommer (lokale) Speicher, Exporte und Flexibilität im Allgemeinen an Bedeutung gewinnen. Beispielsweise wird Strom mittels Batterien am Mittag gespeichert und zur Deckung des Abendverbrauchs genutzt. Zudem werden Überschüsse nach Möglichkeit exportiert oder zur inländischen Wasserstoffproduktion genutzt. Voraussetzung für diesen optimalen Einsatz von Speichern und zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sind Anreize (z.B. entsprechende Preissignale).

Trotz der vermehrten Nutzung von Speichern und zusätzlichen flexiblen Verbrauchen (z.B. Elektrolysen) muss immer noch ein Teil des überschüssigen Stroms über Mittag abgeregelt werden. Dies erfolgt zur Entlastung der Verteilnetze idealerweise direkt beim Endkunden (Prosumer). Das Stromgesetz sieht hier eine unentgeltliche PV-Einspeisebegrenzung (engl. *peak shaving*) von maximal 3% der PV-Jahresproduktion vor. Im hier gezeigten Fall entspricht dies ca. 1 TWh/Jahr. Es braucht jedoch zusätzlich Flexibilität (ca. 1.0-1.5 TWh), um die sommerliche Überschussproduktion systemdienlich zu integrieren.

Weiterführende Informationen zur Einspeisebegrenzung von PV-Überschüssen beim Prosumer sind in Abschnitt 4.5 (S. 24) beschrieben.

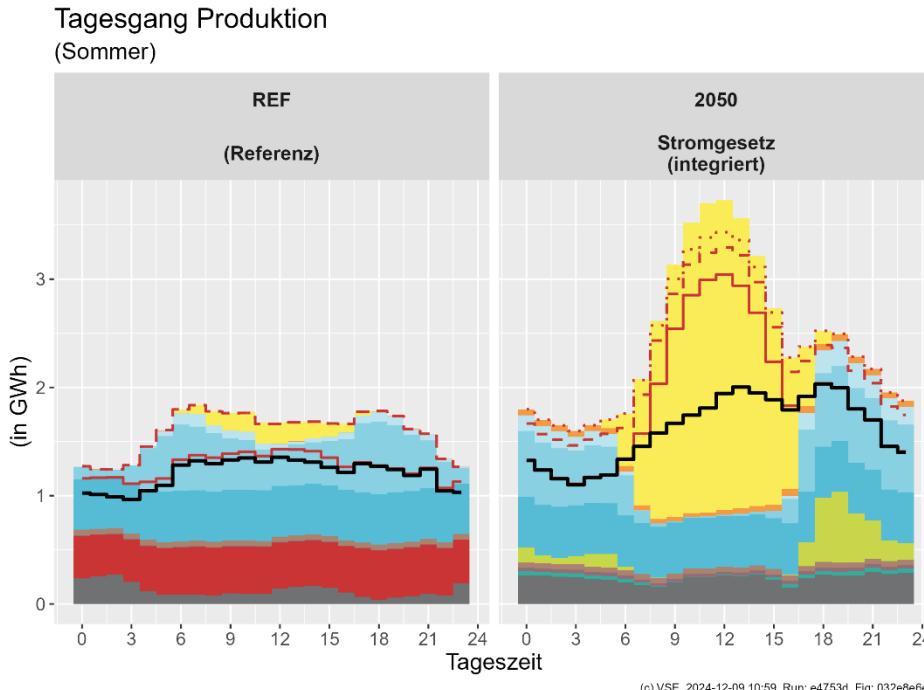


Abbildung 11: Aggrierter Tagesgang (brutto-Verbrauch/-Produktion) für das Sommerhalbjahr REF und 2050 im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» für die Variante «Gas».

### 4.3 Flexibilität

Wie aus dem vorherigen Abschnitt hervorgeht, braucht es im zukünftigen Energiesystem deutlich mehr Flexibilität, um die kurz- (Tag/Nacht), mittel- (Werkstage/Wochenenden) und langfristigen/saisonalen (Sommer/Winter) Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen. Ebenfalls wird Flexibilität künftig in allen Märkten benötigt: auf Ebene Übertragungsnetz (Regelenergiemarkt), Verteilnetz, sowie energieseitig im Strommarkt und in allfälligen Flexibilitätsmärkten (zur Verlagerung von Verbrauch und Produktion).

Der Bedarf an Flexibilität für verschiedene Zeiträume (Tag, Woche, Jahr) kann basierend auf der stündlichen Residuallast quantifiziert werden. Die Residuallast ist der unflexible Verbrauch (Last) abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von dem Dargebot abhängigen Erzeugern (Photovoltaik, Windenergie und Laufwasserkraftwerken) sowie nicht-steuerbaren (engl. *must-run*) Kraftwerken (Kernenergie und Kehrichtverbrennungsanlagen KVA). Der energetische Flexibilitätsbedarf ist die Summe der positiven und negativen Abweichung der Residuallast von der im betrachten Zeitraum (Tag, Woche, Jahr) vorzufindenden mittleren Residuallast (Mittelwert). Der leistungsbezogenen Flexibilitätsbedarf ist hingegen die maximale stündliche Abweichung vom entsprechenden Mittelwert sowohl in positiver als auch in negativer Richtung.

Der so bestimmte durchschnittliche energetische Flexibilitätsbedarf (Energiemenge pro Tag) ist in Abbildung 12 für jeden Monat und die Zeiträume «Tag» (Tag / Nacht), «Woche» (Werkstage / Wochenende) und «Jahr» (Sommer / Winter) dargestellt: Vor allem der Tag/Nacht- und Sommer/Winter-Ausgleich wird im zukünftigen Energiesystem an Bedeutung zunehmen.

- Tag / Nacht:** Primär in den Sommermonaten – mit viel PV-Überschuss – wird (kurzfristige) Flexibilität von bis zu 126 GWh pro Tag (inkl. Einspeisebegrenzung) benötigt. Dies entspricht einem «idealen» (verlustfreien, unlimitierten) Speicher von ca. 63 GWh Inhalt (=126/2).

Jährlich werden total für den Tag/Nacht-Ausgleich 7-mal mehr kurzfristigen Flexibilität, sprich 36 TWh, benötigt.

- Wertage / Wochenende:** Die innerhalb einer Woche benötigte Flexibilität ist mit jährlich 9 TWh bzw. 150-300 GWh pro Woche geringer als für den Tag/Nacht- bzw. Sommer/Winter-Ausgleich und kann auch in Zukunft gut mit den bestehenden Pumpspeichern abgedeckt werden.
- Sommer / Winter:** Die totale jährliche Residuallast im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (Variante «Gas») beträgt 27 TWh (heute 18 TWh), davon könnten 23 TWh durch saisonale Flexibilität (z.B. mit einem «idealen» saisonalen Speicher von ~ 11.5 TWh) abgedeckt werden. Die restlichen 4 TWh müssen in jedem Fall im Winter zusätzlich (z.B. mit «Gaskraftwerken», «LTO», «mehr Wind» oder/und «mehr Import») erzeugt werden.

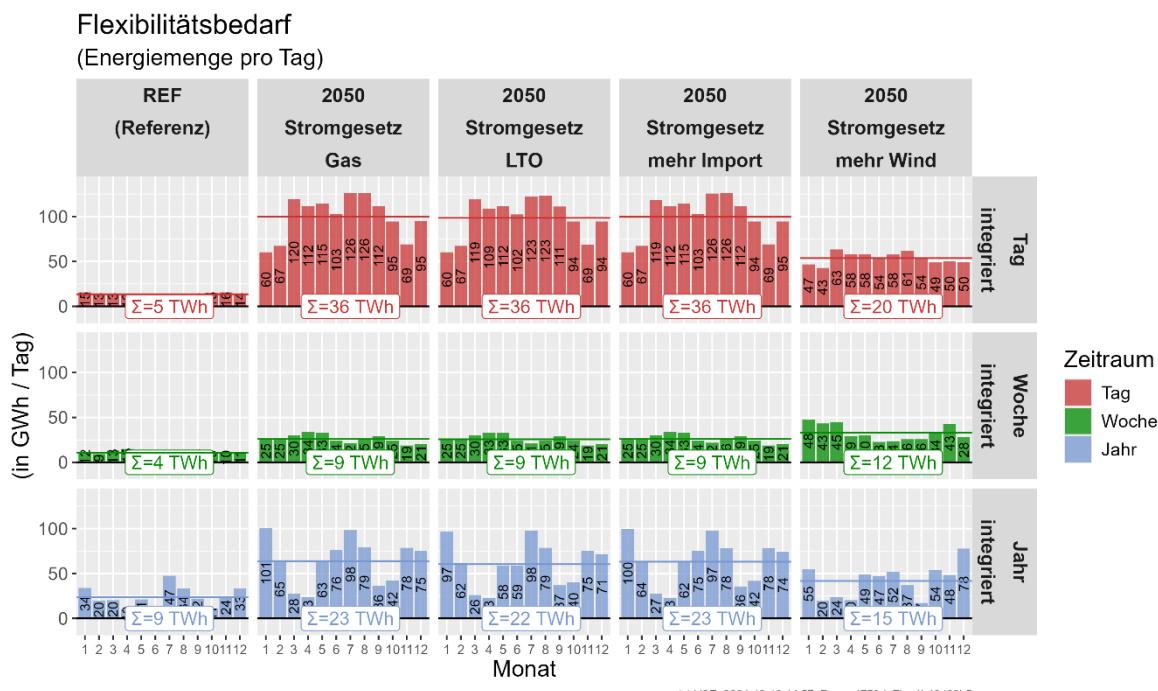


Abbildung 12: Aus der Residuallast bestimmter durchschnittlicher energetischer Flexibilitätsbedarf (Energiemenge pro Tag) für jeden Monat und die Zeiträume «Tag» (Tag/Nacht), «Woche» (Wertage/Wochenende) und «Jahr» (Sommer/Winter) für heute (REF) und das Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» in den Varianten «Gas», «LTO» «mehr Import» und «mehr Wind».

Im Zusammenhang mit der «realen» Nutzung von Flexibilität ist essenziell, dass die verschiedenen Arten der Flexibilitäten (z.B. Speicher) optimal miteinander koordiniert werden:

- Kurzfristige Speicher (z.B. Batterien):** Wie in Abbildung 12 gezeigt, braucht es in Zukunft eine deutliche Zunahme der kurzfristigen (lokalen) Speicherkapazität in Form von Batterien und Demand Side Management (DSM). So stehen gemäß Tabelle 2 neben den bereits heute verfügbaren ca. 200 GWh / 4 GW Pumpspeicher (auf Netzebene NE1) zusätzlich noch 21 GWh / 7.5 GW an Batterien (auf NE5 und NE7) zur Verfügung. Ebenfalls stünden (zumindest teilweise) auch die Batterien der e-Mobilität im Sinne eines bidirektionalen Ladens (*Vehicle-to-Grid* und *Vehicle-to-Home*) zur Verfügung. Es bestehen dazu jedoch noch diverse Unsicherheiten auf verschiedenen Ebenen, daher wird bidirektionales Laden in dieser Studie nicht angeschaut.

- **Saisonale Speicher (Speicherkraftwerke):** Das Potential an zusätzlicher saisonaler Speicherkapazität ausserhalb der traditionellen (Speicher-)Wasserkraft ist begrenzt und teuer. Umso wichtiger ist es, dass das zusätzliche Potential der Wasserkraft genutzt wird. Mit dem Stromgesetz werden zusätzlich zu den bestehenden 8600 GWh an Hydro-Speichern nochmals rund 2000 GWh mit den 16 Projekten des «Runden Tischs» aktiviert, was total zu einer zukünftigen saisonalen Flexibilität von 10600 GWh führt.
- **PV-Anlagen:** Diese können kurzfristig ab- und angeschaltet werden und bieten so eine wertvolle kurzfristige Flexibilität.
- **Wasserstoff:** H<sub>2</sub> kann dann produziert werden, wenn die Strompreise über eine längere Zeit tief sind (insbesondere bei Laufwasserkraftwerken im Sommerhalbjahr). Weiterführende Information zum Thema «Wasserstoff» finden sich im Exkurs «Wasserstoff» (siehe Abschnitt 5.3, S. 34).

*Tabelle 2: Kurzfristige Speicheroptionen bis 2050. (\*reiner Umwälzbetrieb (inkl. Ober-/Unterwasser-Limitierung); \*\*Potenzial V2G/H nicht berücksichtigt)*

Aktuell	Pumpspeicher (NE1)	200 GWh* bei 4 GW
Zusätzlich	Grossbatterien (NE5, 2.5 h) und Heimbatterien (Prosumer, 4 h)	21 GWh bei 7.5 GW
Potenzial V2G/H**	Vehicle-to-Grid/-Home (4.5 Mio. E-Autos)	> 100 GWh

#### 4.4 Austausch mit der EU

Abbildung 13 zeigt die verfügbare und genutzte aggregierte Grenzübertragungskapazität (NTC) der Schweiz für heute (REF) und 2050 für die Szenarien «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert) und «Stromgesetz ohne Stromabkommen» (isoliert). Zusätzliche wird bei der genutzten NTC eine Unterscheidung zwischen Transit und netto-Importen / -Exporten in bzw. aus der Schweiz gemacht. Die verfügbaren NTC pro Grenze sind in Tabelle 1 und Abbildung 2 aufgeführt.

Aus Abbildung 13 wird ersichtlich, dass ohne Stromabkommen die stark reduzierte, verfügbare Grenzkapazität (NTC) fast vollständig ausgenutzt wird, was wiederum die Versorgungssicherheit beeinträchtigen kann. Es gibt folglich keinen Puffer für kurz- und mittelfristige Diskrepanzen von Angebot und Nachfrage, was ein zusätzliches Risiko für Knappheitssituationen, wie z.B. in kalten Wintern, birgt (siehe Exkurs «Wetterextreme» in Abschnitt 5.4, S. 38). Somit wird der Bedarf für teure Stromreserven (z.B. Reservekraftwerke ausserhalb des Marktes) aktuell und hoch. Ebenfalls kann die Schweiz ihre Rolle als Strom-Transitland nur noch beschränkt einnehmen.

Mit einem Stromabkommen verfügt die Schweiz über viel mehr Kapazitäten für Importe und Exporte, was die Versorgung insgesamt resilenter macht und den Bedarf an inländischen Stromreserven senkt. Auch was die Systemkosten betrifft, können diese durch ein Stromabkommen sowohl in der Schweiz als auch in den Nachbarländern gesenkt werden (siehe Abschnitt 4.6, S. 28).

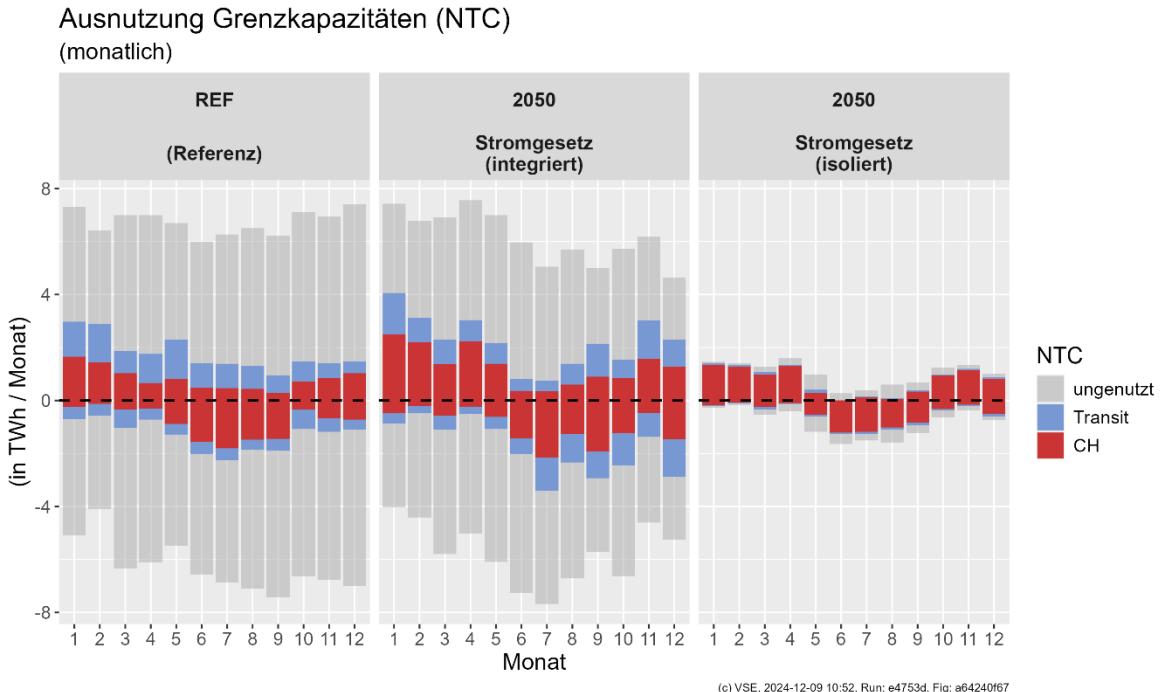


Abbildung 13: Verfügbare und für Transit und Schweizer (CH) netto-Importe/Exporte genutzte Grenzkapazität (NTC) heute (REF) und 2050 in den Szenarien «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert) bzw. «Stromgesetz ohne Stromabkommen» (isoliert).

## 4.5 Netzausbau

Abbildung 15 zeigt, dass die jährlichen (annualisierten) Netzkosten von heute ca. 4.2 Mrd. CHF / Jahr bis ins Jahr 2050 substanzell steigen. Haupttreiber für die höheren Netzkosten sind der Ausbau der Erneuerbare (insbesondere PV) sowie die Elektrifizierung der Nachfrage (insbesondere der Mobilität), was in jedem Fall einen Aus- und Umbau der Netze bedingt. Auch Erneuerungen und Ersatz des bestehenden Netzes und die Erdverlegung von Freileitungen (auf NE5 und NE7) trägt zur Kostenzunahme bei.

Zur Bestimmung der Netzkosten wird, um schweizweit konsistente Aussagen inklusive Netzkosten zu ermöglichen, eine vereinfachte Abbildung des Schweizer Stromnetzes im Energiesystemmodell implementiert. Dazu wird jede Netzebene vom Übertragungsnetz (NE1) bis zum Verteilnetz (NE7) als Kupferplatte mit entsprechender Stromnachfrage und -erzeugung (inkl. Verluste) modelliert<sup>18</sup>. Eine schematische Darstellung dieses vereinfachten Netzmodellansatzes befindet sich in Abbildung 14.

<sup>18</sup> Vor allem in der NE7 ergibt der Kupferplatten-Ansatz einen einzigen, hochgradig auf Eigenverbrauch-optimierten Prosumer mit entsprechend stark geglättetem PV-Einspeise- bzw. Netzbezugspfprofil.

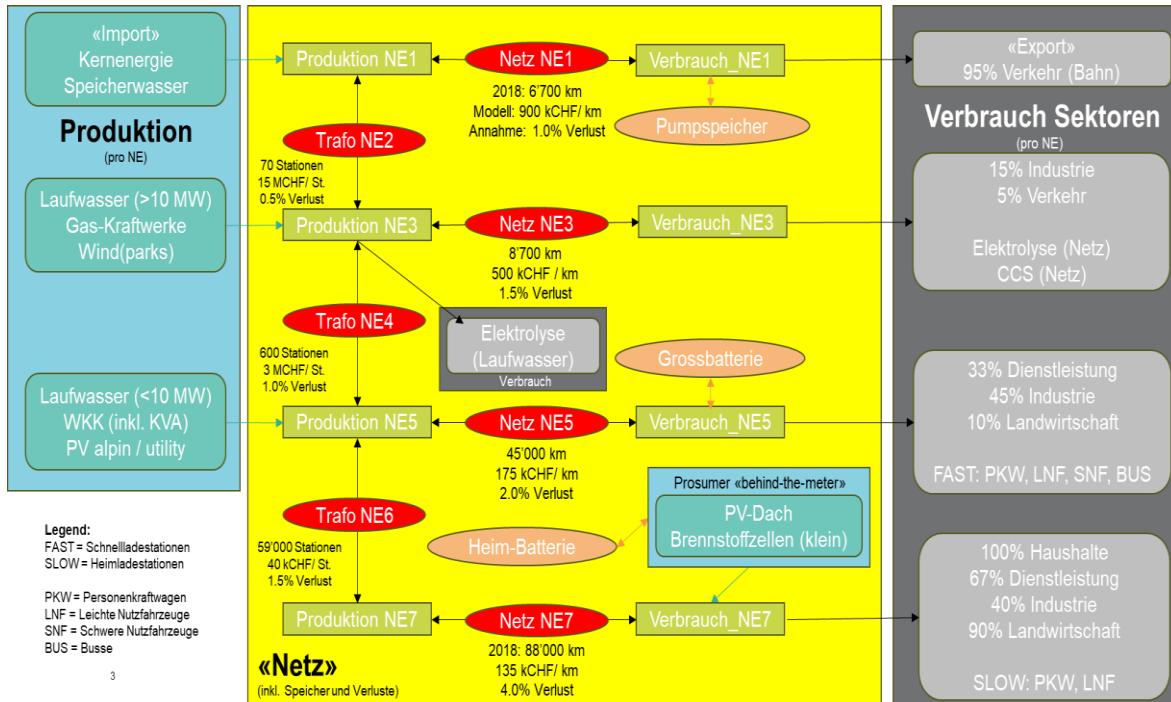


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Netzmoduls im Energiesystemmodell. Alle Netzebenen (NE1 – NE7) werden als Kupferplatten mit spezifischen Verbräuchern (aufgeteilt nach Sektoren und Verwendungszwecken) und Erzeugern (z.B. kleine Laufwasserkraftwerke < 10 MW auf NE5) modelliert.

Basierend auf der heutigen Belastung des Bestandsnetzes werden die maximale Netzkapazität pro Netzebene und die entsprechenden jährlichen Kosten bestimmt. Dazu werden die Kosten des Bestandsnetzes mit den tatsächlich ausgewiesenen jährlichen Netzkosten (CAPEX und OPEX) der Elcom («Tätigkeitsbericht» 2023<sup>19</sup>) kalibriert.

Dabei wird angenommen, dass durch Erneuerung/Ersatz und Erdverkabelung des Bestandsnetzes fix vorgegebene, das heisst, Szenario-unabhängige zusätzliche Netzkosten entstehen. Die entsprechenden Annahmen und Kosten pro km (z.B. 200'000 CHF / km für den Ersatz einer Freileitung durch Erdverkabelung in der NE7) werden der Netzstudie<sup>20</sup> des BFE (2022) entnommen:

- **«Erneuerung/Ersatz Bestandsnetz»:** Der heutige Netzbau wird nach 40 Jahren sukzessive ersetzt (Annahme: eingeschwungenes System mit Durchschnittsalter 20 Jahre).
- **«Erdverkabelung Bestandsnetz»:** In den NE7 und NE5 werden bis 2050 alle Freileitungen durch Erdverkabelung ersetzt. In den Netzebenen NE3 und NE1 wird eine künftige Erdverkabelung von 33% bzw. 5% angenommen.

Zudem wird angenommen, dass weitere fixe, das heisst, Szenario-unabhängige Netzkosten durch **«Neuerschliessungen»** auf Grund des Bevölkerungswachstums hinzukommen. Ausgehend vom prognostizierten Bevölkerungswachstum (+18% von 2020 bis 2050 gemäss BFS 2020) wird

<sup>19</sup> [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2024/taetigkeitsbericht2023.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht\\_ElCom\\_2023-DE\\_Einzelseiten.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2024/taetigkeitsbericht2023.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_ElCom_2023-DE_Einzelseiten.pdf)

<sup>20</sup> Consentec GmbH, EBP Schweiz AG, Polynomics AG (2022) «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» im Auftrage des BFE <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-91974.html>

angenommen, dass nur 2/3 dieses Bevölkerungswachstums zu Neuerschliessungen führt, während der Rest durch Verdichtung, etc. ins Bestandsnetz integriert werden kann.

Rein durch diese Erneuerungen, Erdverkabelungen und Neuerschliessungen steigen die jährlichen Netzkosten von heute ca. 4.2 Mrd. CHF / Jahr auf gut 5.3 Mrd. CHF / Jahr (+127%) bis 2050.

Netzbelastungen (in GW), die über die Kapazitäten des heutigen Bestandsnetzes (ohne Neuerschliessungen) hinausgehen (z.B. durch zusätzliche Einspeisung von PV-Strom oder zusätzlichen Verbrauch der Elektrifizierung), resultieren in «**Kapazitätserweiterungen**», die Szenario-abhängig sind und entsprechende Netzausbaukosten pro zusätzliche Leistung (CHF / kW) aufweist. Diese Kosten pro zusätzliche Leistung (CHF / kW) werden anhand der Kosten pro Kilometer (z.B. 75'000 CHF / km für Kapazitätserweiterung NE7) aus der Netzstudie des BFE (2022) und der heutigen maximalen Netzkapazität aus der Modellierung endogen abgeleitet.

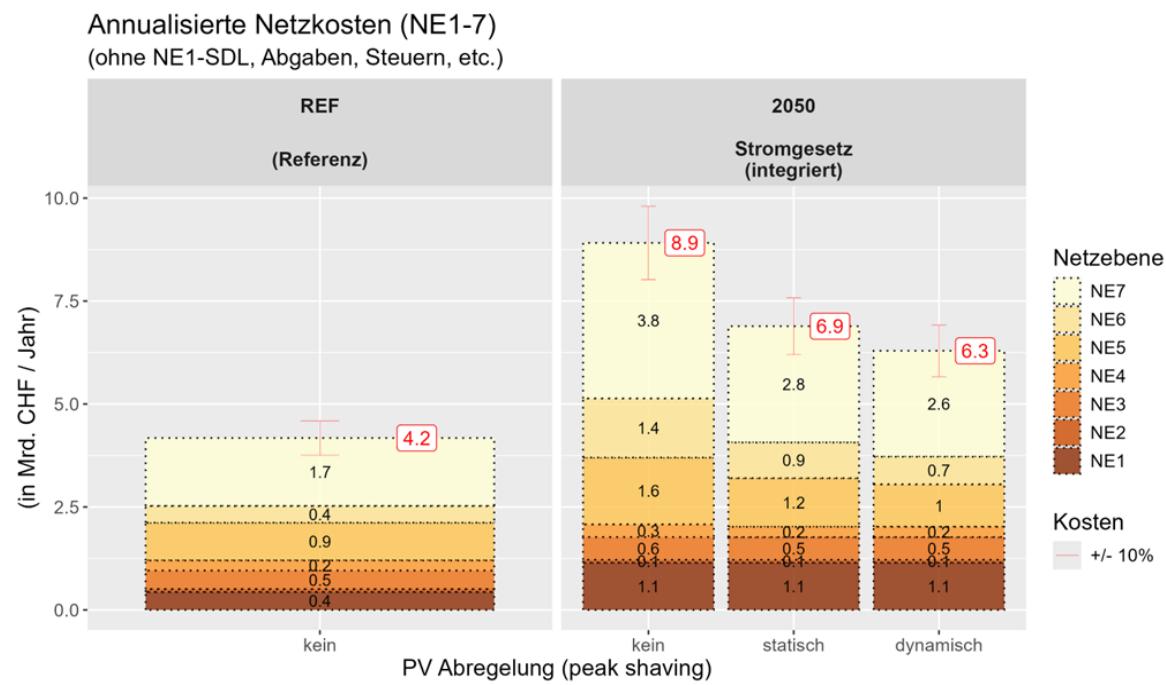


Abbildung 15: Entwicklung der jährlichen (annualisierten) Netzkosten pro Netzebene (NE) für heute (REF) und 2050 im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert) 1) ohne (keine), 2) statische und 3) dynamische PV Einspeisebegrenzung (engl. peak shaving) beim Prosumer «behind-the-meter».

Der Netzkostenanstieg kann mit verschiedenen Massnahmen substanzial gedämpft werden. Allein die Einspeisebegrenzung (*Peak Shaving*) von maximal 3% der Jahresproduktion der PV-Anlagen führt zu einer Reduktion der Kosten. Wird diese statisch umgesetzt, d.h. eine fixe Einspeisebegrenzung der Anlagen bei einem bestimmten Prozentsatz der installierten Leistung (z.B. 70%), betragen die Netzkosten im Jahr 2050 ca. 6.9 Mrd. CHF / Jahr (vgl. Abbildung 15). Das sind 2 Mrd. CHF / Jahr weniger als ohne die Möglichkeit der Einspeisebegrenzung (8.9 Mrd. CHF / Jahr). Mit einer dynamischen Einspeisebegrenzung, d.h. einer bedarfsgerechte Einspeisebegrenzung der PV-Anlagen, könnte der Kostenanstieg um eine weitere halbe Milliarde gedämpft werden. Abbildung 16 zeigt anhand von sieben Tagen im Juli, wie die statische und dynamische Methode funktionieren.

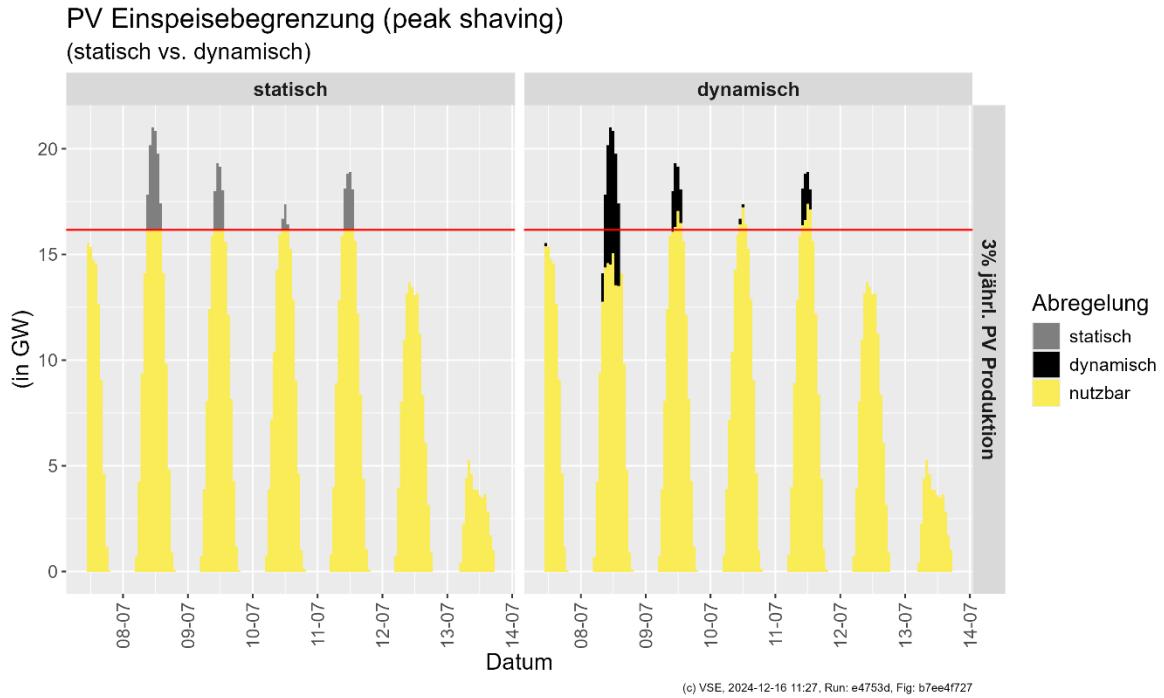


Abbildung 16: Funktionsweise der statischen und dynamischen PV-Einspeisebegrenzung während sieben Tagen im Juli bei einer fix vorgegebenen jährlichen totalen Einspeisebegrenzung von 3% der PV-Jahresproduktion.

Die PV-Einspeisebegrenzung ist nicht die einzige Massnahme, um den Anstieg der Netzkosten zu dämpfen:

- Ausrichtung der PV-Anlagen für zusätzliche Winterstromproduktion
- Optimierung des Eigenverbrauchs durch Speicherung von überschüssiger Energie in Heimbatterien, *Vehicle-to-Home/Vehicle-to-Grid* und/oder Grossbatterien
- Dynamische Tarifierung und *Demand-Side-Management* (DSM)
- Intelligente Netzsteuerung und technische Massnahmen zur Spannungshaltung (Q(U)-Regelung, regelbare Ortsnetztransformatoren rONT)

Diese zusätzlichen Massnahmen wurden in dieser Studie – im Gegensatz zur statischen und dynamischen PV-Einspeisebegrenzung und dem Einsatz von Heim- und Grossbatterien (NE5) – nicht explizit berücksichtigt. Je nach Verteilnetz können mit diesen oben aufgezählten Massnahmen weitere Netzausbaukosten von schätzungsweise 10-20% eingespart werden (vgl. VSE-Verteilnetzstudie, 2024).

## 4.6 Systemkosten

Die (Gesamtenergie-)Systemkosten beinhalten die annualisierten Kapitalkosten sowie fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten (inklusive Brenn- und Treibstoffkosten sowie CO<sub>2</sub>-Kosten<sup>21</sup>). In den Systemkosten enthalten sind ausserdem die im vorherigen Abschnitt bestimmten Netzkosten. Hingegen werden Kosten, die nicht direkt mit dem Energiesystem in Verbindung stehen, z.B. Investitionen in Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Prozessanpassungen in der Industrie und Gebäudesanierungen, nicht erfasst. Ebenfalls nicht in den Systemkosten enthalten sind alle Arten von Subventionen, Steuern und Abgaben, da diese aus volkswirtschaftlicher Sicht **lediglich** eine **Kostenumlagerung** zwischen Staat (Steuerzahlenden) **und Verbrauchenden** darstellen.

Zum Vergleich: Die entsprechenden Gesamtenergiesystemkosten von heute betragen ca. 30 Mrd. CHF / Jahr (siehe Gesamtenergiestatistik, BFE). Ein Grossteil dieser heutigen Gesamtenergiesystemkosten resultiert aus dem Import von fossilen Energieträgern (Erdölprodukte, Erdgas, Kernbrennstäbe, etc.), welche durch die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems in Zukunft eingespart werden können. Im Gegenzug müssen entsprechende inländischen Investitionen in den Aufbau der Stromproduktion (z.B. PV-Anlagen) und Energieinfrastruktur getätigt werden. Die daraus resultierenden Kosten sind jedoch gemäss den Annahmen in dieser Studie geringer als die bei den importieren fossilen Energieträgern eingesparten Kosten. Deshalb sind die Gesamtenergiesystemkosten im zukünftige Schweizer Energiesystem grundsätzlich tiefer als die heutigen.

Aus Abbildung 17 folgt, dass mit einem Stromabkommen die Systemkosten in allen Varianten (leicht) tiefer sind als ohne Stromabkommen. Ohne Stromabkommen kommen zudem Mehrkosten für die Netzstabilität im Übertragungsnetz hinzu (SDL, Regelenergie, ungeplante Flüsse), die in dieser Studie nicht berücksichtigt wurden. Weiter folgt, dass die Variante «mehr Wind» die tiefsten Systemkosten aufweist, während die Varianten «Gas», «LTO» und «mehr Import» sich bezüglich der Systemkosten wenig unterscheiden.

---

<sup>21</sup> Die Annahmen zur Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise werden aus dem «TYNDP 2022» bzw. des «WEO 2020» (Szenario «Sustainable Development») entnommen: REF / 2030 / 2040 / 2050 → 30 / 78 / 123 / 168 CHF / t CO<sub>2</sub>. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der fossilen Energieträger basieren auf dem Treibhausgasinventar des Bundesamtes für Umwelt BAFU (2022).

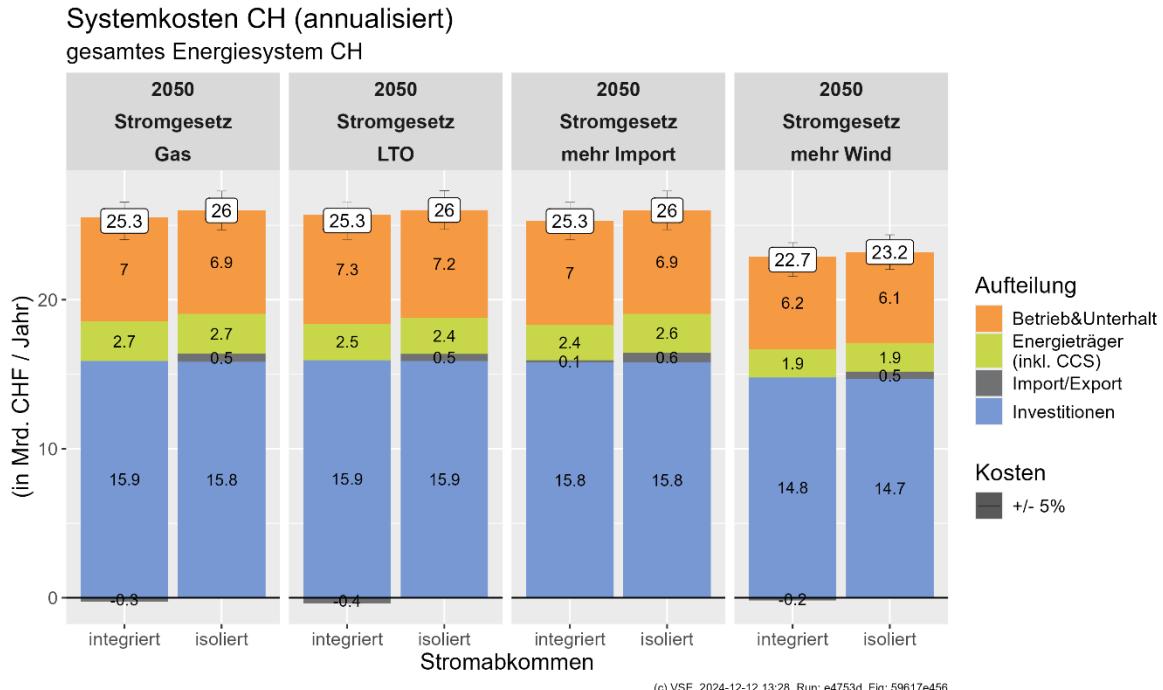


Abbildung 17: Annualisierte Systemkosten im Jahr 2050 für die Szenarien «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert) und «Stromgesetz ohne Stromabkommen» (isoliert) für alle vier Varianten «Gas», «LTO», «mehr Import» und «mehr Wind».

## 5 Exkurse

### 5.1 Szenario «NIMBY» (inkl. Neubau Kernenergie)

Für den Fall, dass der Ausbau der Erneuerbaren gemäss Stromgesetz nicht umgesetzt werden kann, wird ein weiteres Szenario «NIMBY» (engl. *Not-In-My-Backyard*) mit deutlich reduziertem bzw. verlangsamtem Ausbau der Erneuerbaren im Modell implementiert (siehe Abbildung 18).

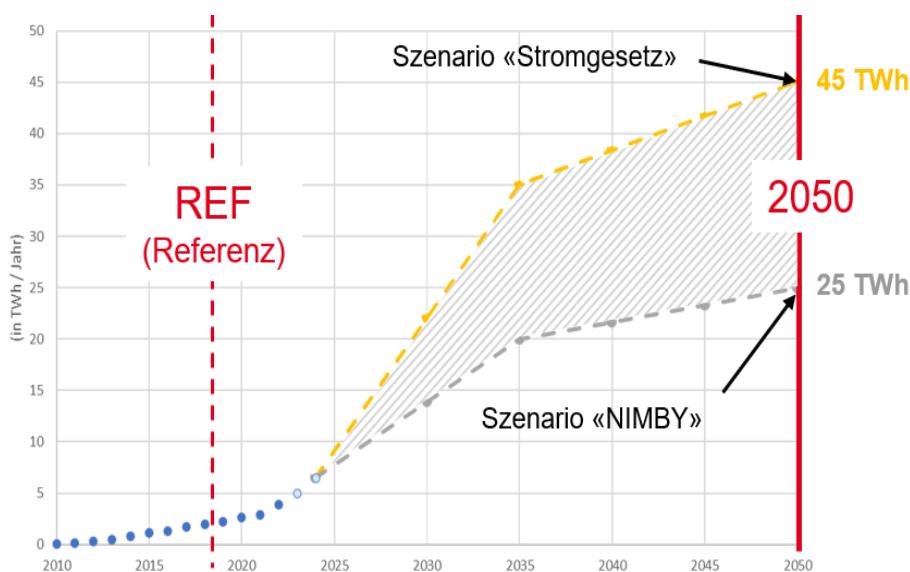


Abbildung 18: Vergleich der Ausbaupfade der Erneuerbaren im Szenario «Stromgesetz» und im Szenario «NIMBY» mit deutlich weniger Ausbau der Erneuerbaren bis 2050.

Das Szenario «NIMBY» unterscheidet sich vom Szenario «Stromgesetz» in folgenden Punkten:

- Das Ziel aus dem Stromgesetz für den Ausbau der Erneuerbaren wird mit «nur» 25 TWh im Jahr 2050 klar nicht erreicht (vgl. 45 TWh bis 2050 mit Stromgesetz).
- Es wird nur PV auf Dächern und Infrastrukturbauten gebaut. Jedoch findet kein Ausbau der Windenergie und/oder PV auf Freiflächen (inkl. alpine) sowie kein Ausbau der Wasserkraft (gemäss «Runder Tisch») statt.
- In der Variante «LTO» braucht es den Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen (1 GW) und Leibstadt (1.2 GW).
- Neben dem Langzeitbetrieb (LTO) der bestehenden Kernkraftwerke wird auch der Neubau eines Kernkraftwerks bis 2050 von mind. 300 MW (SMR oder konventionelle Bauweise der 3. Generation) angeschaut. Für den Neubau von Kernkraftwerken mit 60 Jahren Betriebszeit werden folgenden Annahmen getroffen: Investitionen (CAPEX) von 8000 CHF / kW<sup>22</sup> und fixe Betriebs- und Unterhaltskosten von 120 CHF / kW / Jahr. Zusammen mit den variablen Betriebs- und Unterhaltskosten sowie den Brennstoffkosten resultieren bei 7800 äq.

<sup>22</sup> Gemäss der ETH-Studie (2023) «Swiss electricity supply after the “Mantelerlass” – quo vadis?» weisen momentan in Mitteleuropa im Bau befindliche neue Kernkraftwerk CAPEX zwischen 7'600 und 12'600 CHF / kW auf.

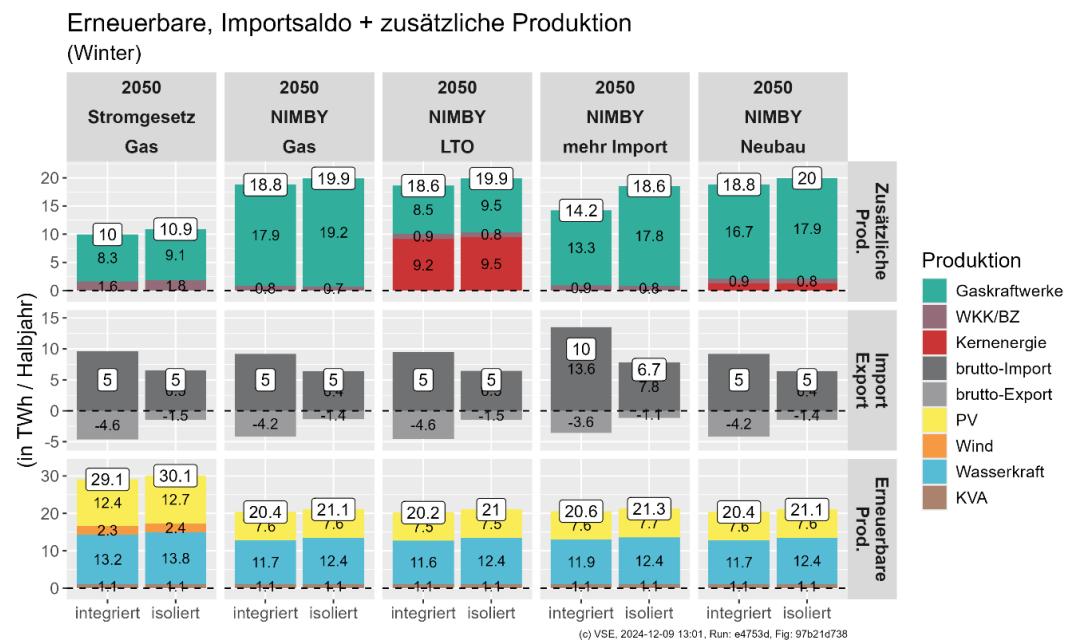
Volllaststunden und einen kalkulatorischen Zinssatz (WACC) von 5% Stromgestehungskosten von 90 CHF / MWh<sup>23</sup> (verglichen mit den Stromgestehungskosten von 65 CHF / MWh für den Langzeitbetrieb (LTO) bzw. ca. 50 CHF / MWh für bestehende Anlagen im heutigen «regulären» Betrieb). Der Einfluss von WACC und CAPEX auf die Stromgestehungskosten ist in Tabelle 3 dargestellt.

Alle anderen Annahmen für 2050 bezüglich des Verbrauchs (91 TWh / Jahr), der Winterimportrestriktionen (max. 5 TWh) sowie alle andern Rahmendaten (Bevölkerungswachstum, BIP-Wachstum, Energiepreise, etc.) sind gleich wie im Szenario «Stromgesetz».

*Tabelle 3: Einfluss der CAPEX (CHF / kW) und des kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) auf die Stromgestehungskosten (LCOE) von neuen Kernkraftwerken.*

CAPEX	WACC			CHF / MWh
	3%	5%	8%	
5000	53	64	82	CHF / MWh
8000	73	90	118	CHF / MWh
12000	99	125	168	CHF / MWh

Wegen des geringen Ausbaus der Erneuerbaren verdoppelt sich der Bedarf an ergänzender Produktion im Winterhalbjahr (siehe Abbildung 19). Diese ergänzende Produktion kann unter Umständen im Fall von «Gas» inländisch nicht mehr vollständig klimaneutral erfolgen. Umso schwieriger und teurer wird die Erreichung der Klimaneutralität. Aufgrund der hohen Kosten (gegenüber Alternativen) resultiert in der Variante «Neubau» nur der dem Modell vorgegebene minimale Kernenergie-Neubau von 300 MW bis 2050.



*Abbildung 19: Zusammenfassung der erneuerbaren und ergänzenden (zusätzlichen) Produktion sowie des Importsaldos zur Deckung des Landesstromverbrauchs für das Szenario «NIMBY mit Stromabkommen»*

<sup>23</sup> Schätzungen auf der Grundlage seriöser wissenschaftlicher Quellen (PSI 2019) beziffern die Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke auf 70 bis 120 CHF/MWh (Quelle: BFE, 2024, «Technology Monitoring of Nuclear Energy»)

(integriert) und «NIMBY ohne Stromabkommen» (isoliert) für die vier Varianten «Gas», «LTO», «mehr Import» und «Neubau».

Die resultierenden Systemkosten im Szenario «NIMBY» für alle Varianten sind im Abbildung 20 dargestellt. Als Vergleich sind ebenfalls die Systemkosten mit «Stromgesetz» für die Varianten «Gas» und «mehr Wind» ersichtlich. Wie im Szenario «Stromgesetz» sind die Systemkosten mit Stromabkommen («integriert») generell tiefer als ohne Stromabkommen («isoliert»). Weiter sind die Systemkosten in Szenario «NIMBY» gegenüber dem Stromgesetz mit «Gas» wegen der tieferen Netzausbaukosten und den geringeren Investitionen in PV-Anlagen tiefer, jedoch nicht gegenüber dem Stromgesetz mit «mehr Wind». In dieser Hinsicht ist nur «NIMBY» mit «LTO» noch etwas günstiger. Hingegen bringt der «Neubau» von Kernkraftwerken bezüglich der Systemkosten keinen Vorteil. Zudem hat die Variante «LTO» gegenüber anderen Varianten (inkl. «Neubau» und «mehr Wind») ein anders Investitionsvolumen und vor allem eine andere Investitionsdauer, was es über 2050 hinaus zu berücksichtigen gilt.

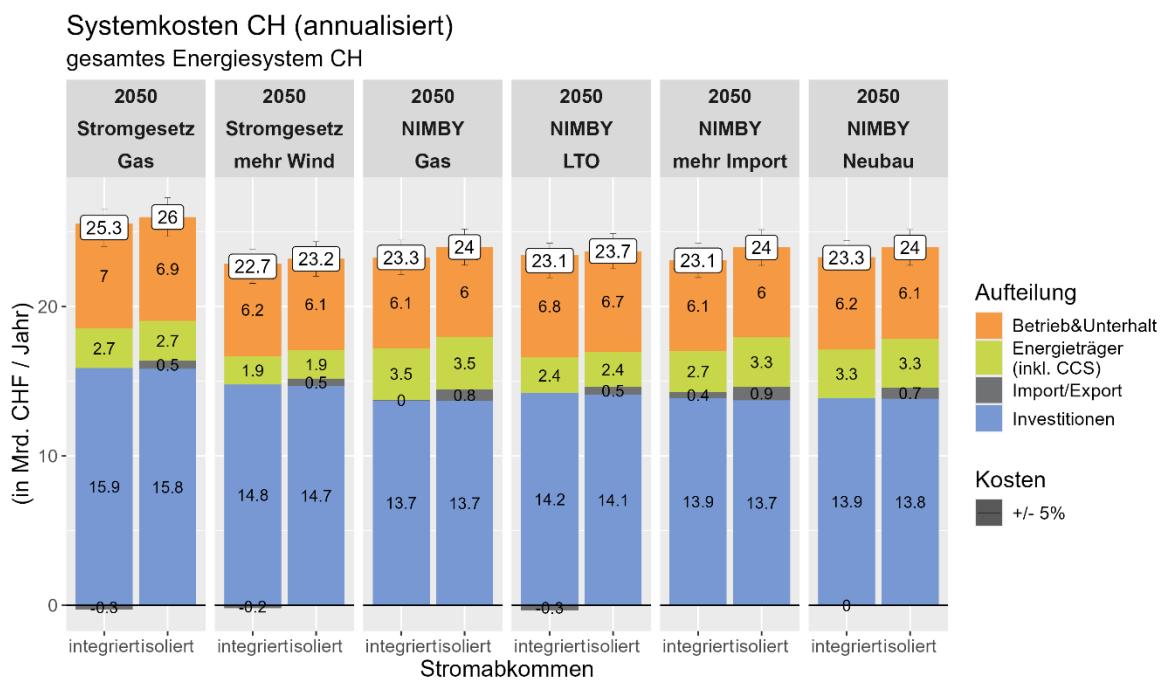


Abbildung 20: Vergleich der annualisierte Systemkosten im Jahr 2050 für die Szenarien «Stromgesetz» und «NIMBY» mit und ohne Stromabkommen ((integriert vs. isoliert) für die Varianten «Gas», «LTO», «mehr Import» und «mehr Wind» (nur «Stromgesetz») und «Neubau» (nur «NIMBY»)).

## 5.2 Verbrauch: weniger Effizienz

Um den Einfluss des Stromverbrauchs bzw. der Umsetzung von Effizienzmassnahmen zu sehen, wird eine weiteres Szenario «Stromgesetz ohne Effizienzmassnahmen» basierend auf dem Energieverbrauch des Szenarios «Weiter-wie-bisher» der «EP2050+» im Modell implementiert.

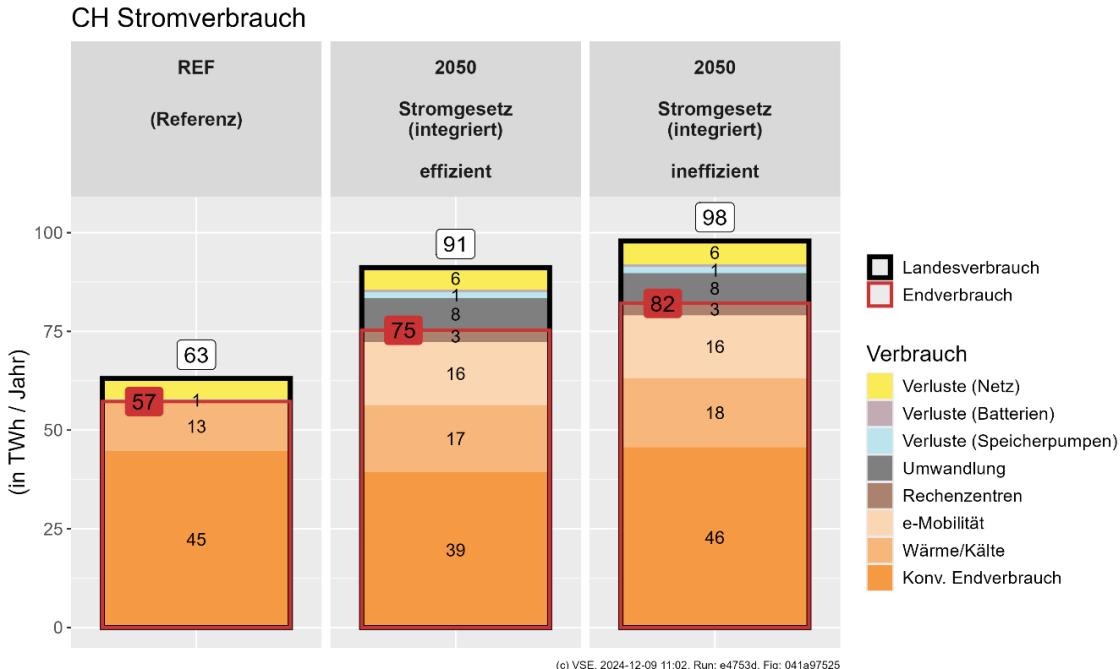


Abbildung 21: Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweiz von heute (REF) bis 2050 aufgeteilt nach Verbrauchssegmenten (z.B. e-Mobilität) sowie Landes- und Endverbrauch für den Fall «effizient (d.h. mit Effizienzmassnahmen gemäss Szenario «ZERO-BASIS» der «EP2050+» und den Fall «ineffizient» (d.h. mit Effizienzmassnahmen gemäss Szenario «Weiter-wie-bisher» der «EP2050+») im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert).

Mit weniger Effizienz («ineffizient») steigt der Landesstromverbrauch bis 2050 gegenüber der Variante «effizient» um zusätzlich +7 TWh (+ 8%) auf fast 100 TWh/Jahr (siehe Abbildung 21). Dadurch resultieren auch deutlich höhere Systemkosten (rund +20%, siehe Abbildung 22).

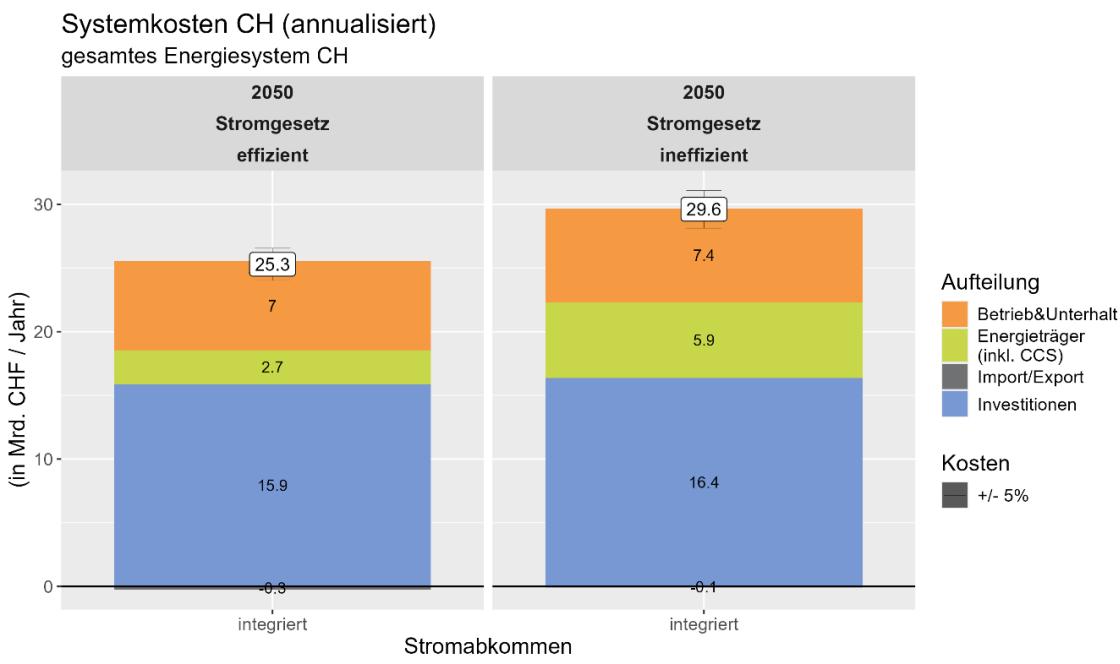


Abbildung 22: Annualisierte Systemkosten im Jahr 2050 für den Fall «effizient (d.h. mit Effizienzmassnahmen gemäss Szenario «ZERO-BASIS» der «EP2050+» und den Fall «ineffizient» (d.h. mit Effizienzmassnahmen gemäss Szenario «Weiter-wie-bisher» der «EP2050+») im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert).

### 5.3 Alternative Energieträger: Wasserstoff

Wasserstoff wird neben Strom und anderen (klimaneutralen) Gasen ein wichtiger Energieträger im zukünftigen Schweizer Energiesystem. Gemäss Abbildung 23 wird Wasserstoff im Jahr 2050 primär in der Mobilität (Schwerverkehr), (WKK-)Brennstoffzellen sowie zur Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme der Industrie verwendet.

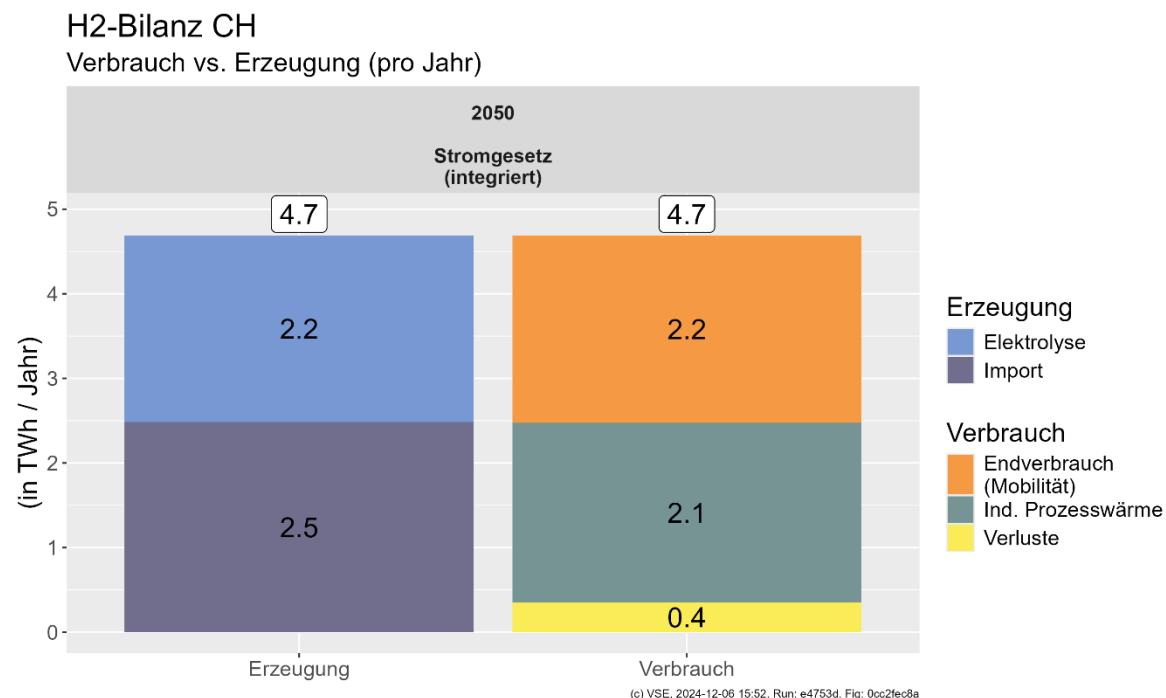


Abbildung 23: Erzeugung und Verbrauch von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert).

Abbildung 24 zeigt die monatliche Produktion von inländischem Wasserstoff und die entsprechenden Grosshandelspreise («Schattenpreise») von Strom sowie inländisch produziertem und importiertem Wasserstoff. Wasserstoff wird dabei im Winter vor allem importiert und im Sommer aus Stromüberschüssen (d.h. bei tiefen Strompreisen) bei grossen Laufwasserkraftwerken (> 10 MW) erzeugt. Die Produktion bei grossen Laufwasserkraftwerken ist aus ökonomischen Gründen attraktiv, da der benötigte Strom für die Elektrolyse als Eigenverbrauch des Kraftwerks gilt und somit keine Kosten für Netzentgelte anfallen. Zudem wird mit 4400 Vollaststunden eine genügend grosse Auslastung (Dauerbetrieb) für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure erreicht. Dies macht die inländische Wasserstoffproduktion bei Laufwasserkraftwerken (vor allem im Sommer) gegenüber dem aus der MENA-Region importierten Wasserstoff konkurrenzfähig. Der inländisch produzierte Wasserstoff wird jedoch in Industrie und Mobilität sofort verbraucht, da eine saisonale H<sub>2</sub>-Speicherung z.B. in unterirdischen (Salz-)Kavernen zu teuer wäre. Daher ist ein Anschluss an die europäische H<sub>2</sub>-Infrastruktur (European Hydrogen Backbone, EHB) essenziell, vor allem bezüglich der H<sub>2</sub>-Importe im Winter.

### Inländische Wasserstoff-Produktion bei Laufwasser

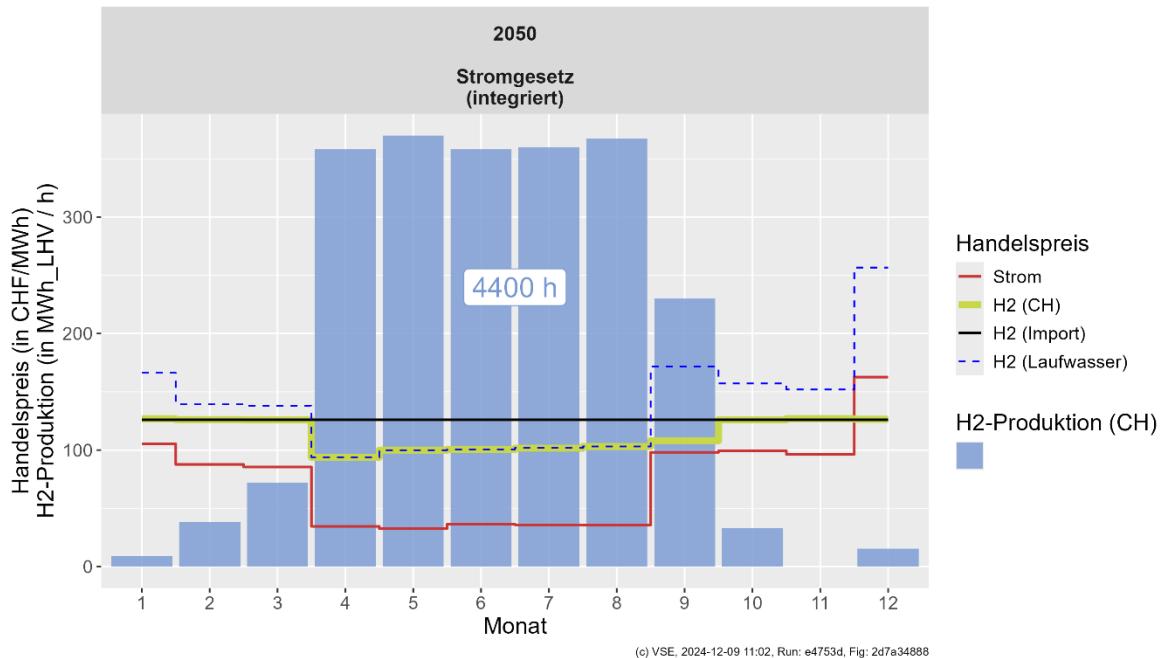


Abbildung 24: Monatliche Wasserstoffproduktion im Szenario «Stromgesetz mit Stromabkommen» (integriert) und durchschnittliche Handelspreise (Schattenpreise) für Strom und Wasserstoff (importiert, inländisch produziert bei grossen Laufwasserkraftwerken und kombiniert (CH)).

Es wird angenommen, dass der Preis von importiertem grünen H<sub>2</sub> (franco Landesgrenze) fix vorgegeben ist und für das Jahr 2050 in 126 CHF / MWh<sub>LHV</sub> (entspricht 4.2 CHF/kg H<sub>2</sub>) resultiert. Grüner Wasserstoff wird 2050 primär im mittleren Osten (z.B. Oman) und/oder Nordafrika (engl. Middle-East-North-Africa, MENA) mittels Elektrolyse von Solarstrom produziert und dann in Pipelines (inkl. European Hydrogen Backbone, EHB) nach Europa importiert. Für 2030 und 2040 wird angenommen, dass grüner Wasserstoff vor allem aus der EU via Pipelines importiert wird. Weiterführende Annahmen zu den entsprechenden Kosten können Tabelle 4 entnommen werden. Anfallenden Kosten für den inländischen Transport (z.B. per LKW) und die Aufbereitung z.B. für die Mobilität an der Tankstelle, finden sich in

Tabelle 5.

*Tabelle 4: Parameter und Annahmen zur Berechnung der Kosten von importiertem grünem Wasserstoff. LHV = Heizwert (engl. Lower Heating Value); HHV = Brennwert (Higher Heating Value), CRF = Capital Recovery Factor;*

Kenngrösse	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Herkunft	Region	EU	EU	MENA	
Äq. Vollaststunden	h	4000	4000	3000	EP2050+
Wirkungsgrad (HHV)	%HHV	72%	73%	75%	EP2050+
Wirkungsgrad (LHV)	%LHV	61%	62%	63%	
CAPEX (CH)	CHF/kW_el	1200	1000	900	VSE
	CHF/kW_H2_LHV	1972	1621	1420	Berechnung
Amortisation	Jahre	15	15	15	EP2050+
WACC	%	5%	5%	10%	EP2050+
Annuität (CRF)	%	10%	10%	13%	Berechnung
CAPEX (annualisiert)	CHF/kW_H2/Jahr	190	156	187	Berechnung
	CHF/kWh_LHV	0.047	0.039	0.062	Berechnung
Fixe O&M Kosten (FOM)	%CAPEX	3%	3%	3%	VSE
	CHF/kW_H2/Jahr	59	49	43	Berechnung
	CHF/kWh_LHV	0.015	0.012	0.014	Berechnung
Variable O&M Kosten (VOM)	CHF/kWh_LHV	0.000	0.000	0.000	VSE
Relevanter Strompreis	CHF / kWh_el	0.050	0.050	0.020	VSE
	CHF / kWh_LHV	0.082	0.081	0.032	Berechnung
Gestehungskosten (LCOH)	CHF / kWh_LHV	<b>0.144</b>	<b>0.132</b>	<b>0.108</b>	Berechnung
	CHF / kg H2	<b>4.8</b>	<b>4.4</b>	<b>3.6</b>	Berechnung
Transport (international)	Typ	Pipeline EU	Pipeline EU	Pipeline MENA	
	km	1000	1000	2000	VSE

Kenngrösse	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
	CHF / kg H2 / 1000 km	0.35	0.33	0.30	Alpiq
	CHF / kWh LHV	0.011	0.010	0.018	Berechnung
	CHF / kg H2	0.4	0.3	0.6	Berechnung
<b>Kosten</b>	CHF / kWh LHV	<b>0.155</b>	<b>0.142</b>	<b>0.126</b>	Berechnung
(franko Landesgrenze)	CHF / kg H2	<b>5.2</b>	<b>4.7</b>	<b>4.2</b>	Berechnung

Tabelle 5: Parameter und Annahmen für den inländischen Transport und die Aufbereitung von Wasserstoff

Kenngrösse	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Transport (inländisch)	Typ	LKW	Pipeline + LKW	Pipeline	
	CHF / kWh_LHV	0.020	0.010	0.005	Alpiq
	CHF / kg H2	0.67	0.33	0.17	Berechnung
<b>Kosten</b>	CHF / kWh_LHV	<b>0.175</b>	<b>0.152</b>	<b>0.131</b>	Berechnung
(Endverbrauch CH)	CHF / kg H2	<b>5.8</b>	<b>5.1</b>	<b>4.4</b>	Berechnung
Aufbereitung Tankstelle	CHF / kWh_LHV	0.051	0.026	0.017	EP2050+
	CHF / kg H2	1.7	0.8	0.6	Berechnung
Transport + Tankstelle CH	CHF / kWh_LHV	0.071	0.036	0.022	Berechnung
	CHF / kg H2	2.4	1.2	0.7	Berechnung
<b>Kosten</b>	CHF / kWh_LHV	<b>0.226</b>	<b>0.177</b>	<b>0.148</b>	Berechnung
(Tankstelle)	CHF / kg H2	<b>7.5</b>	<b>5.9</b>	<b>4.9</b>	Berechnung

## 5.4 Wetterextreme: kalte Dunkelflaute

Im Modell wird generell mit Klimadaten für das historische Kalenderjahr 2016 gerechnet. Um den Einfluss eines extremeren Wetterjahres mit anhaltender «kalten Dunkelflaute» zu zeigen, werden die entsprechenden Klimadaten des Winters 2005/06 verwendet. Der Winter 2005/06 war in den Monaten Dezember bis Februar europaweit sehr kalt, trocken und windarm, nur die Sonneneinstrahlung war durchschnittlich. Auf statistischer Basis wird der Einfluss des Klimas 2005/06 auf den Verbrauch (vordergründig Raumwärme) und die Produktion (PV, Wind, Lauf- und Speicherwasser) mit den modellierten Resultaten des Klimajahres 2016 in der Schwerz und in den vier Nachbarländern (AT, DE, FR, IT) verglichen.

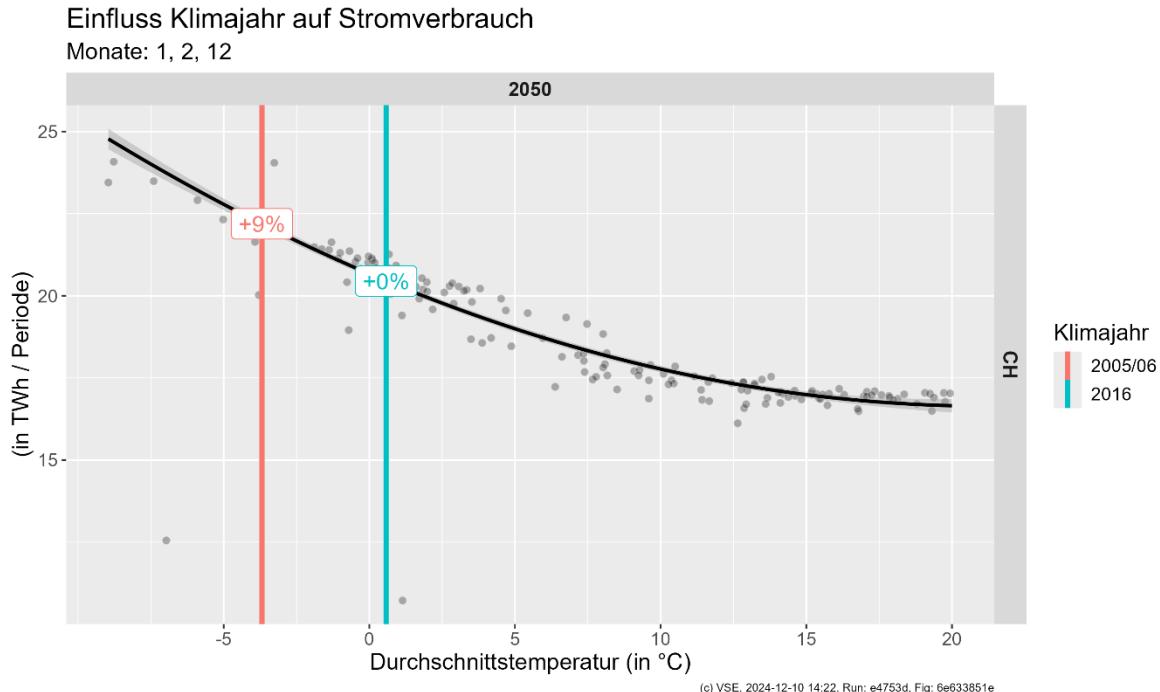


Abbildung 25: Einfluss der Durchschnittstemperatur auf den Stromverbrauch in der Schweiz (CH) für die Monate Dezember (12), Januar (1) und Februar (2) für die Klimajahre «2005/06» und «2016».

Der Einfluss der Temperatur auf den Stromverbrauch wird anhand einer Regression von populationsgewichteten, historischen Temperatur-Daten<sup>24</sup> und Verbrauchsdaten<sup>25</sup> für die Klimajahre 1995, 2007 und 2009 auf wöchentlicher Basis abgeschätzt (siehe Abbildung 25). Zur Bestimmung des Einflusses des Klimas auf die Stromerzeugung werden die entsprechenden Zufluss- (Laufwasser und Speicherwasser) sowie Wind- und PV-Profile der «Pan-European-Climate-Database» (PECD) für die Jahr 2005/06 und 2016 verwendet und damit die (reduzierte) Stromproduktion mit den im Modell bestimmten installierten Kapazitäten abgeschätzt.

Abbildung 26 zeigt, dass mit dem Klima 2005/06 der Stromverbrauch im Jahr 2050 in der Schweiz und den Nachbarländern gegenüber dem Referenzklima 2016 in den Monaten Dezember bis Februar um +2 TWh (+8%) deutlich ansteigen würde. Gleichzeitig wäre die Schweizer Stromproduktion leicht reduziert. Folglich entsteht total eine um +2 TWh grösitere Winterstromlücke als mit Referenzklima 2016. In den Nachbarländern ist die Situation ähnlich bzw. noch ausgeprägter (vor allem in Wind-dominierten Ländern wie z.B. Deutschland). Daher kann davon ausgegangen werden, dass in solchen Zeiten (netto)-Importe aus diesen Ländern nicht mehr möglich sind und in der Schweiz weitere -4 TWh von Dezember bis Februar fehlen werden. Der resultierende erhöhte Bedarf von +6 TWh müsste folglich durch zusätzliche ergänzende Produktion im Inland erzeugt werden.

<sup>24</sup> renewables.ninja

<sup>25</sup> TYNDP 2022 Szenario «Global Ambition»

### Zusätzlicher Bedarf mit extremem Klima

Monate: 12, 1, 2

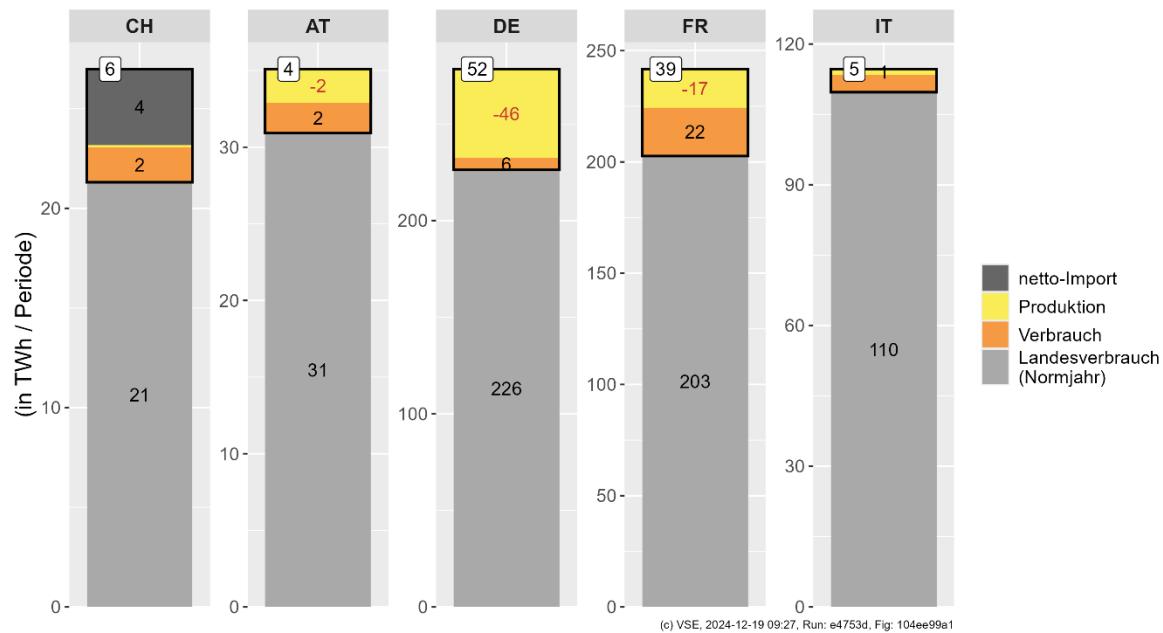


Abbildung 26: Zusätzlicher Verbrauch und verringerte erneuerbare Produktion im Extremwinter 2005/06 für die Schweiz und alle Nachbarländer für die Variante «Gas». Für die Schweiz sind zusätzlich noch die Wegfallenden Nettoimporte dargestellt, was zu einer grösseren Winterstromlücke in den Monaten Dezember bis Februar gegenüber dem Referenzklima 2016 von +6 TWh führt.

Wird zusätzlich davon ausgegangen, dass auch die Schweiz im Winter mit entsprechend viel Windenergie versorgt wird (Variante «mehr Wind» in Abbildung 9), erhöht sich die mit Klima 2005/06 zusätzlich benötigte ergänzende Produktion im Inland gegenüber dem Klima 2016 auf +8 TWh (siehe Abbildung 27).

### Zusätzlicher Bedarf mit extremem Klima

Monate: 12, 1, 2

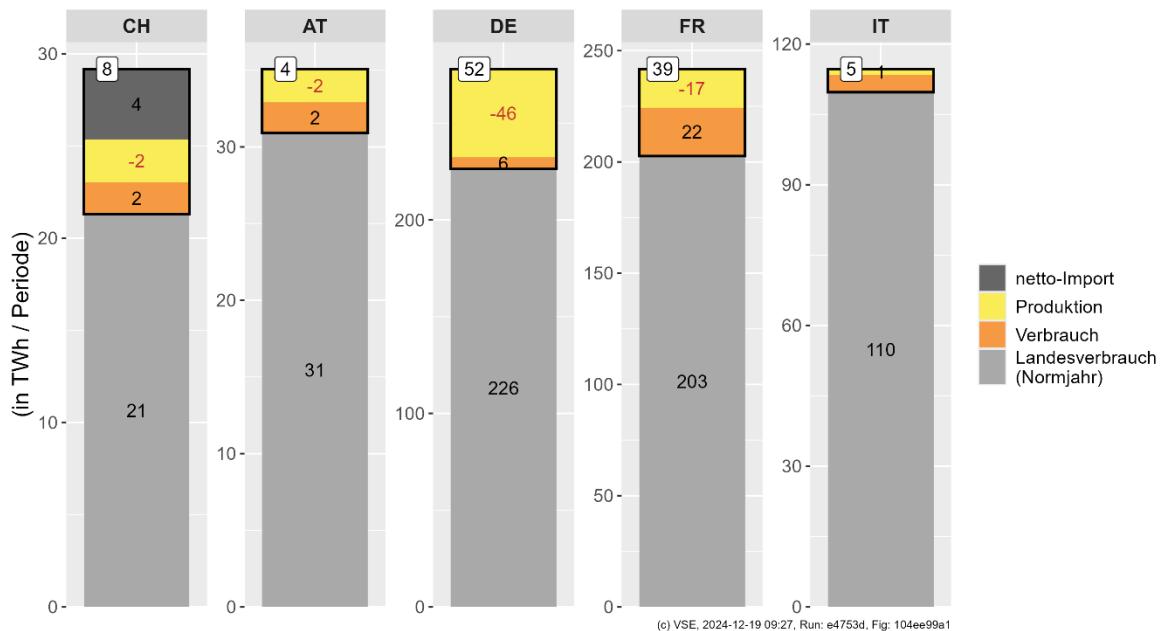


Abbildung 27: Zusätzlicher Verbrauch und verringerte erneuerbare Produktion im Extremwinter 2005/06 für die Schweiz und alle Nachbarländer für die Variante «mehr Wind». Für die Schweiz sind zusätzlich noch die Wegfallenden Nettoimporte dargestellt, was zu einer grösserung der Winterstromlücke in den Monaten Dezember bis Februar gegenüber dem Referenzklima 2016 von +8 TWh führt.

## 6 Quellen / Literatur

- [1] VSE, «Energiezukunft 2050 - Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Studienbericht)», Aarau, Dez. 2022. Zugegriffen: 12. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: [www.energiezukunft2050.ch](http://www.energiezukunft2050.ch)
- [2] Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, «Energieperspektiven 2050+ - Gesamtdokumentation der Arbeiten», Bern, 2021. Zugegriffen: 12. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

## 7 Tabellen

### 7.1 Energiepreise (inländische Produktion)

Tabelle 6: Exogene Energiepreise (inkl. CO2-Preise) für inländisch produzierte Energieträger.

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungskosten [CHF / MWhLHV]	Quelle	CO2-Gehalt [kg CO2eq / MWhLHV]	CO2 EU ETS [CHF / t CO2]	Kosten (Energieträger + CO2) [CHF / MWhLHV]
Biotreibstoffe	CH	REF	205	EP2050+	0	78	205
Biotreibstoffe	CH	2030	294	EP2050+	0	123	294
Biotreibstoffe	CH	2040	291	EP2050+	0	168	291
Biotreibstoffe	CH	2050	288	EP2050+	0	30	288
Biomethan	CH	REF	164	EP2050+	0	78	164
Biomethan	CH	2030	168	EP2050+	0	123	168
Biomethan	CH	2040	173	EP2050+	0	168	173
Biomethan	CH	2050	177	EP2050+	0	30	177
Umweltwärme	CH	REF	0	VSE	0	78	0
Umweltwärme	CH	2030	0	VSE	0	123	0
Umweltwärme	CH	2040	0	VSE	0	168	0

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungskosten	Quelle	CO2-Gehalt	CO2 EU ETS	Kosten (Energieträger + CO2)
			[CHF / MWhLHV]		[kg CO2eq / MWhLHV]	[CHF / t CO2]	[CHF / MWhLHV]
Umweltwärme	CH	2050	0	VSE	0	30	0
Abfall KVA	CH	REF	2	EP2050+	332	78	28
Abfall KVA	CH	2030	2	EP2050+	332	123	43
Abfall KVA	CH	2040	2	EP2050+	332	168	58
Abfall KVA	CH	2050	2	EP2050+	332	30	12
Abfall Zement	CH	REF	2	EP2050+	332	78	28
Abfall Zement	CH	2030	2	EP2050+	332	123	43
Abfall Zement	CH	2040	2	EP2050+	332	168	58
Abfall Zement	CH	2050	2	EP2050+	332	30	12
Feste Biomasse (Holz)	CH	REF	43	EP2050+	0	78	43
Feste Biomasse (Holz)	CH	2030	48	EP2050+	0	123	48
Feste Biomasse (Holz)	CH	2040	54	EP2050+	0	168	54
Feste Biomasse (Holz)	CH	2050	59	EP2050+	0	30	59

## 7.2 Energiepreise (Import)

Tabelle 7: Exogene Energiepreise (inkl. CO2-Preise) für importierte Energieträger (franko Landesgrenze).

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungskosten [CHF / MWhLHV]	Quelle	CO2-Gehalt [kg CO2eq / MWhLHV]	CO2 EU ETS [CHF / t CO2]	Kosten (Energieträger + CO2) [CHF / MWhLHV]
Biomethan	Import	REF	164	EP2050+	202	78	180
Biomethan	Import	2030	168	EP2050+	0	123	168
Biomethan	Import	2040	173	EP2050+	0	168	173
Biomethan	Import	2050	177	EP2050+	0	30	177
Erdgas	Import	REF	31	EP2050+	202	78	47
Erdgas	Import	2030	34	EP2050+	202	123	58
Erdgas	Import	2040	34	EP2050+	202	168	68
Erdgas	Import	2050	24	EP2050+	202	30	30
H2 grün	Import	REF	0	VSE	0	78	0
H2 grün	Import	2030	155	VSE	0	123	155
H2 grün	Import	2040	142	VSE	0	168	142
H2 grün	Import	2050	126	VSE	0	30	126
SNG	Import	REF	0	VSE	0	78	0

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungs-kosten	Quelle	CO2-Gehalt	CO2 EU ETS	Kosten (Energieträger + CO2)
			[CHF / MWhLHV]		[kg CO2eq / MWhLHV]	[CHF / t CO2]	[CHF / MWhLHV]
SNG	Import	2030	201	VSE	0	123	201
SNG	Import	2040	185	VSE	0	168	185
SNG	Import	2050	164	VSE	0	30	164
Biotreibstoffe	Import	REF	205	EP2050+	0	78	205
Biotreibstoffe	Import	2030	294	EP2050+	0	123	294
Biotreibstoffe	Import	2040	291	EP2050+	0	168	291
Biotreibstoffe	Import	2050	288	EP2050+	0	30	288
Synthetische Treibstoff (PtL)	Import	REF	468	EP2050+	0	78	468
Synthetische Treibstoff (PtL)	Import	2030	401	EP2050+	0	123	401
Synthetische Treibstoff (PtL)	Import	2040	355	EP2050+	0	168	355
Synthetische Treibstoff (PtL)	Import	2050	319	EP2050+	0	30	319
Erdölprodukte	Import	REF	55	EP2050+	265	78	75
Erdölprodukte	Import	2030	52	EP2050+	265	123	85

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungskosten	Quelle	CO2-Gehalt	CO2 EU ETS	Kosten (Energieträger + CO2)
			[CHF / MWhLHV]		[kg CO2eq / MWhLHV]	[CHF / t CO2]	[CHF / MWhLHV]
<b>Erdölprodukte</b>	<b>Import</b>	2040	46	EP2050+	265	168	90
<b>Erdölprodukte</b>	<b>Import</b>	2050	30	EP2050+	265	30	37
<b>Rohöl</b>	<b>Import</b>	REF	47	EP2050+	265	78	68
<b>Rohöl</b>	<b>Import</b>	2030	47	EP2050+	265	123	80
<b>Rohöl</b>	<b>Import</b>	2040	42	EP2050+	265	168	87
<b>Rohöl</b>	<b>Import</b>	2050	29	EP2050+	265	30	37
<b>Feste Biomasse (Holz)</b>	<b>Import</b>	REF	41	EP2050+	0	78	41
<b>Feste Biomasse (Holz)</b>	<b>Import</b>	2030	46	EP2050+	0	123	46
<b>Feste Biomasse (Holz)</b>	<b>Import</b>	2040	51	EP2050+	0	168	51
<b>Feste Biomasse (Holz)</b>	<b>Import</b>	2050	56	EP2050+	0	30	56
<b>Kernbrennstäbe</b>	<b>Import</b>	REF	1.7	TYNDP2020	0	78	2
<b>Kernbrennstäbe</b>	<b>Import</b>	2030	1.7	TYNDP2020	0	123	2
<b>Kernbrennstäbe</b>	<b>Import</b>	2040	1.7	TYNDP2020	0	168	2
<b>Kernbrennstäbe</b>	<b>Import</b>	2050	1.7	TYNDP2020	0	30	2
<b>Abfall KVA</b>	<b>Import</b>	REF	1.9	EP2050+	332	78	28
<b>Abfall KVA</b>	<b>Import</b>	2030	1.9	EP2050+	332	123	43

Energieträger	Herkunft	Stützjahr	Grenz-übertragungskosten	Quelle	CO2-Gehalt	CO2 EU ETS	Kosten (Energieträger + CO2)
			[CHF / MWhLHV]		[kg CO2eq / MWhLHV]	[CHF / t CO2]	[CHF / MWhLHV]
<b>Abfall KVA</b>	<b>Import</b>	2040	1.9	EP2050+	332	168	58
<b>Abfall KVA</b>	<b>Import</b>	2050	1.9	EP2050+	332	30	12
<b>Braunkohle</b>	<b>Import</b>	REF	6.5	TYNDP2020	364	78	35
<b>Braunkohle</b>	<b>Import</b>	2030	6.5	TYNDP2020	364	123	51
<b>Braunkohle</b>	<b>Import</b>	2040	6.5	TYNDP2020	364	168	68
<b>Braunkohle</b>	<b>Import</b>	2050	6.5	TYNDP2020	364	30	17
<b>Steinkohle</b>	<b>Import</b>	REF	19	EP2050+	334	78	45
<b>Steinkohle</b>	<b>Import</b>	2030	17	EP2050+	334	123	58
<b>Steinkohle</b>	<b>Import</b>	2040	17	EP2050+	334	168	73
<b>Steinkohle</b>	<b>Import</b>	2050	12	EP2050+	334	30	22

## 7.3 Stromverbrauch

Tabelle 8: Zusammenfassung des Jahresstromverbrauchs (in GWh / Jahr) pro Szenario, Variante und Verbraucher für REF und 2050.

Verbrauch	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.							
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV <i>Einspeisebegrenzung</i>		stat. (3%)							
	Verbrauch		effizient							
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Konv. Endverbrauch	Eisenbahn (NE1)	2590	3550	3550	3550	3550	3550	3550	3550	3550
Konv. Endverbrauch	Verkehr (NE3)	136	187	187	187	187	187	187	187	187
Konv. Endverbrauch	Strombedarf NE 3	672	545	545	545	545	545	545	545	545
Konv. Endverbrauch	Strombedarf NE 5	12041	9584	9584	9584	9584	9584	9584	9584	9584
Konv. Endverbrauch	Strombedarf NE 7	14522	12050	12050	12050	12050	12050	12050	12050	12050
Konv. Endverbrauch	Strombedarf Prosumer	14756	13441	13441	13441	13441	13441	13441	13441	13441
Wärme/Kälte	Klimatisierung (Elektro AC)	1180	1382	1382	1382	1382	1382	1382	1382	1382
Wärme/Kälte	Klimatisierung (WP)	139	602	602	602	602	602	602	602	602
Wärme/Kälte	El. Heizung (DHW)	2539	88	88	88	88	88	88	29	29
Wärme/Kälte	El. Heizung (PH)	3021	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212

Verbrauch	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.							
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV <i>Einspeisebegrenzung</i>		stat. (3%)							
	Verbrauch		effizient							
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Wärme/Kälte	El. Heizung (SH)	3748	108	108	108	108	108	108	35	35
Wärme/Kälte	Wärmepumpe (DHW)	199	1876	1876	1876	1876	1876	1876	1876	1876
Wärme/Kälte	Wärmepumpe (PH)	84	257	257	257	257	257	257	257	257
Wärme/Kälte	Wärmepumpe (SH)	1606	7497	7497	7497	7497	7497	7497	7497	7497
e-Mobilität	e-Mobilität (NE7)		8373	8373	8373	8373	8373	8373	8373	8373
e-Mobilität	e-Mobilität (NE5)		7526	7526	7526	7526	7526	7526	7526	7526
Rechenzentren	Rechenzentren		3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
CCS	CCS Gas-Kombi		580	570	291	301	266	507	225	233
CCS	CCS Kohle-Brenner (PH)		4	4	4	4	4	4	4	4
CCS	CCS DAC Schweiz		598	596	510	514	504	572	722	685
CCS	CCS KVA		136	136	136	136	136	136	136	136
CCS	CCS Ölheizung (PH)		13	13	13	13	13	13	13	13
CCS	CCS Stahl/Chemie		108	108	108	108	108	108	108	108

Verbrauch	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.							
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV <i>Einspeisebegrenzung</i>		stat. (3%)							
	Verbrauch		effizient							
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
CCS	CCS Abfall-Brenner (PH)		356	356	356	356	356	356	356	356
CCS	CCS Holz BHKW		185	185	185	185	185	185	185	185
Elektrolyse	Elektrolyse (NE3)									
Elektrolyse	Elektrolyse ( <i>Laufwasser</i> )		3487	3229	3565	3873	3601	3313	3854	3485
Grosswärmepumpen	Grosswärmepumpe		2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Export ( <i>netto</i> )	Export	597			336	328				
Netzverluste	Netzverluste	5188	5582	5413	5648	5488	5635	5403	5482	5321
Batterien	Batterien		664	539	664	534	665	565	487	380
Pumpspeicher	Pumpspeicher	653	1460	1463	1523	1591	1511	1688	1254	689

## 7.4 Stromerzeugung (Energie)

Tabelle 9: Zusammenfassung der Jahresstromproduktion (in GWh / Jahr) pro Szenario, Variante und Technologie für REF und 2050.

Produktion (in GWh / Jahr)	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.							
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV <i>Einspeisebegrenzung</i>		stat. (3%)							
	Verbrauch		effizient							
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Import ( <i>netto</i> )	Import		2'890	2'099			7'927	3'364	5'604	4'329
Wind	Wind (Generator)	137	3'685	3'735	3'686	3'727	3'683	3'729	24'722	25'897
PV	PV Dach	2'408	32'672	32'672	32'672	32'672	32'672	32'672	7'199	6'216
PV	PV alpin		1'788	1'835	1'789	1'804	1'781	1'825		
PV	PV utility-scale		1'812	1'839	1'822	1'813	1'801	1'853	9'999	10'001
Gaskraftwerke	Gaskombi (CCS)		9'568	9'406	4'804	4'974	4'389	8'362	3'710	3'842
Kernenergie	LTO				7'815	7'468				
Kernenergie	Neues KKW									
Kernenergie	Bestehende KKW	23'197								
Laufwasser	Laufwasser (> 10 MW)	13'243	13'243	13'243	13'243	13'243	13'243	13'243	13'243	13'243

Produktion (in GWh / Jahr)	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.							
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV <i>Einspeisebegrenzung</i>		stat. (3%)							
	Verbrauch		effizient							
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Laufwasser	Laufwasser (< 10 MW)	3'311	3'430	3'430	3'430	3'430	3'430	3'430	3'430	3'430
Speicherwasser	Speicherwasser	17'972	18'739	18'739	18'739	18'739	18'739	18'739	18'739	18'739
KVA	KVA (CCS)		1'637	1'637	1'637	1'637	1'637	1'637	1'637	1'637
KVA	KVA	2'339	702	702	702	702	702	702	702	702
WKK/BZ	Biogas BHKW	92	1'140	1'140	1'140	1'140	1'140	1'140		
WKK/BZ	Gas-BHKW	622							529	232
WKK/BZ	Geothermie BHKW		200	200	200	200	200	200	250	250
WKK/BZ	Holz-BHKW (CCS)		725	725	725	725	725	725	725	725

## 7.5 Leistungen (nur Strom)

Tabelle 10: Zusammenfassung der installierten Leistung zur Stromerzeugung (in GW) pro Szenario, Variante und Verbraucher für REF und 2050.

Leistung	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV Einspeisebegrenzung		stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)
	Verbrauch		effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Wind	Wind (Generator)	0.075	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	12.462	12.968
PV	PV Dach	2.000	27.138	27.138	27.138	27.138	27.138	27.138	5.980	5.164
PV	PV alpin	0.000	1.509	1.509	1.509	1.509	1.509	1.509	0.000	0.000
PV	PV utility-scale	0.000	1.682	1.682	1.682	1.682	1.682	1.682	7.148	7.148
Gaskraftwerke	Gaskombi (CCS)	0.000	2.477	2.466	1.413	1.317	1.918	2.249	2.051	1.085
Kernenergie	LTO	0.000	0.000	0.000	1.011	1.011	0.000	0.000	0.000	0.000
Kernenergie	Neues KKW	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Kernenergie	Bestehende KKW	2.974								
Laufwasser	Laufwasser (> 10 MW)	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871
Laufwasser	Laufwasser (< 10 MW)	0.718	0.744	0.744	0.744	0.744	0.744	0.744	0.744	0.744

Leistung	Jahr	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	EE-Ausbau		Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.	Stromg.
	Stromabkommen		integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert	integriert	isoliert
	PV Einspeisebegrenzung		stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)	stat. (3%)
	Verbrauch		effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient	effizient
	Variante		Gas	Gas	LTO	LTO	mehr Imp.	mehr Imp.	mehr Wind	mehr Wind
Speicherwasser	Speicherwasser	8.200	8.379	8.379	8.379	8.379	8.379	8.379	8.379	8.379
KVA	KVA (CCS)	0.000	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301
KVA	KVA	0.430	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129	0.129
WKK/BZ	Biogas BHKW	0.071	0.714	0.710	0.714	0.714	0.714	0.693	0.000	0.000
WKK/BZ	Gas-BHKW	0.380	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.901	0.712
WKK/BZ	Geothermie BHKW	0.000	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029
WKK/BZ	Holz-BHKW (CCS)	0.000	0.083	0.083	0.083	0.083	0.083	0.083	0.083	0.083
WKK/BZ	Holz BHKW	0.070	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055

## 7.6 Technische Parameter Technologien

Tabelle 11: Zusammenfassung der technischen Parameter der Modellierung pro Technologie für REF und 2050.

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
KVA	2050	Abfall KVA	Netzebene 5	20%	0.129	701
KVA CCS	2050	Abfall KVA	Strom KVA (CCS)	20%	0.301	1637
Gas-Kombi CH4 (CCGT)	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Netzebene 3	60%	endogen (invest)	
Gas-Kombi	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Netzebene 3	60%	endogen (invest)	
CCS Gas-Kombi	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Strom Gaskraftwerk (CCS)	60%	endogen (invest)	
Holz BHKW	2050	Feste Biomasse / Holz	Netzebene 5	20%	endogen (invest)	
CCS Holz BHKW	2050	Feste Biomasse / Holz	Strom Holz BHKW (CCS)	20%	endogen (invest)	
Methansierung (Sabatier)	2050	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	Sabatier	85%	endogen (invest)	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Fischer-Tropsch	2050	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	Fischer-Tropsch	55%	endogen (invest)	
Ölheizung (PH)	2050	Erdölprodukte	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	149
CCS Ölheizung (PH)	2050	Erdölprodukte	Prozesswärme Öl-Brenner (CCS)	85%	endogen (invest)	224
Kohle-Brenner (PH)	2050	Steinkohle	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	0
CCS Kohle-Brenner (PH)	2050	Steinkohle	Prozesswärme Kohle-Brenner (CCS)	85%	endogen (invest)	50
Abfallverbrennung (PH)	2050	Abfall Zemenwerk	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	505
Abfall-Brenner (PH)	2050	Abfall Zemenwerk	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	505
CCS Abfall-Brenner (PH)	2050	Abfall Zemenwerk	Prozesswärme Abfall-Brenner (CCS)	85%	endogen (invest)	2023
Gas-BHKW	REF	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Netzebene 5	30%	endogen (invest)	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Gas-BHKW	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Netzebene 5	30%	endogen (invest)	
Biogas BHKW (inkl. ARA)	REF	Biogas (inkl. ARA)	Netzebene 5	30%	endogen (invest)	
Biogas BHKW (inkl. ARA)	2050	Biogas (inkl. ARA)	Netzebene 5	30%	endogen (invest)	
Geothermie BHKW	2050	Umweltwärme	Netzebene 5	20%	endogen (invest)	200
Holz BHKW	REF	Feste Biomasse / Holz	Netzebene 5	15%	endogen (invest)	
Brennstoffzelle (Quartier)	2050	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	Netzebene 5	64%	endogen (invest)	1500
KVA	REF	Abfall KVA	Netzebene 5	20%	0.43	2339
Laufwasser (Turbine > 10 MW)	REF	Laufwasser gross	Netzebene 3	100%	2.871143188	
Laufwasser (Turbine > 10 MW)	2050	Laufwasser gross	Netzebene 3	100%	2.871143188	
Laufwasser (Turbine, < 10 MW)	REF	Laufwasser klein	Netzebene 5	100%	0.717785797	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Laufwasser (Turbine, < 10 MW)	2050	Laufwasser klein	Netzebene 5	100%	0.743657928	
Speicherwasser bestehend (Turbine)	REF	Speicherwasser	Netzebene 1	85%	8.2	
Speicherwasser bestehend (Turbine)	2050	Speicherwasser	Netzebene 1	85%	8.379	
Pumpspeicher (Turbine)	REF	Pumpspeicher (bestehend)	Übertragungsnetz NE1	85%	3.2	4000
Pumpspeicher (Turbine)	2050	Pumpspeicher (bestehend)	Übertragungsnetz NE1	85%	4.2	
Pumpspeicher (Pumpe)	REF	Übertragungsnetz NE1	Pumpspeicher (bestehend)	85%	2.7	4000
Pumpspeicher (Pumpe)	2050	Übertragungsnetz NE1	Pumpspeicher (bestehend)	85%	3.7	
Pumpspeicher neu (Turbine)	2050	Pumpspeicher (neu)	Übertragungsnetz NE1	85%	1.8	
Pumpspeicher neu (Pumpe)	2050	Übertragungsnetz NE1	Pumpspeicher (neu)	85%	endogen (invest)	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Gasturbine H2	2050	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	Netzebene 3	42%	endogen (invest)	
Gas-Kombi H2	2050	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	Netzebene 3	60%	endogen (invest)	
Gasturbine CH4 (OCGT)	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Netzebene 3	42%	endogen (invest)	
Elektrolyse (NE3)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	63%	endogen (invest)	
Elektrolyse (Laufwasser gross)	2050	Laufwasser gross	Wasserstoff (H2) Elyse-RoR gross	63%	endogen (invest)	
H2-Heizung (PH)	2050	Wasserstoff (H2) Kleinbezüger (Fernwärme/Industrie)	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	1806
Kohleverbrennung (SH)	REF	Steinkohle	Raumwärme	80%	endogen (invest)	36
Kohleverbrennung (DHW)	REF	Steinkohle	Warmwasser	70%	endogen (invest)	1

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Kohleverbrennung (PH)	REF	Steinkohle	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	1010
Abfallverbrennung (SH)	REF	Abfall Zemenwerk	Raumwärme	80%	endogen (invest)	45
Abfallverbrennung (DHW)	REF	Abfall Zemenwerk	Warmwasser	70%	endogen (invest)	5
Abfallverbrennung (PH)	REF	Abfall Zemenwerk	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2528
Abfall-Brenner (PH)	REF	Abfall Zemenwerk	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2528
Gasheizung (SH)	REF	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	Raumwärme	93%	endogen (invest)	21539
Gasheizung (SH)	2050	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	Raumwärme	93%	endogen (invest)	5700
Gasheizung (DHW)	REF	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	Warmwasser	72%	endogen (invest)	2692
Gasheizung (DHW)	2050	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	Warmwasser	72%	endogen (invest)	661

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Gasheizung (PH)	REF	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	7975
Gasheizung (PH)	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	6122
Holzheizung (SH)	REF	Feste Biomasse / Holz	Raumwärme	77%	endogen (invest)	6762
Holzheizung (SH)	2050	Feste Biomasse / Holz	Raumwärme	77%	endogen (invest)	3518
Holzheizung (DHW)	REF	Feste Biomasse / Holz	Warmwasser	52%	endogen (invest)	337
Holzheizung (DHW)	2050	Feste Biomasse / Holz	Warmwasser	52%	endogen (invest)	309
Holzheizung (PH)	REF	Feste Biomasse / Holz	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2270
Holzheizung (PH)	2050	Feste Biomasse / Holz	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2263
EI. Heizung (SH)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumwärme	93%	endogen (invest)	3542

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
EI. Heizung (SH)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumwärme	93%	endogen (invest)	100
EI. Heizung (DHW)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Warmwasser	79%	endogen (invest)	2079
EI. Heizung (DHW)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Warmwasser	79%	endogen (invest)	70
EI. Heizung (PH)	REF	Hochspannungsnetz NE3	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2837
EI. Heizung (PH)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	4430
Ölheizung (SH)	REF	Erdölprodukte	Raumwärme	87%	endogen (invest)	25288
Ölheizung (DHW)	REF	Erdölprodukte	Warmwasser	66%	endogen (invest)	2724
Ölheizung (PH)	REF	Erdölprodukte	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	2509
Solarthermie (SH)	REF	Solarthermie (Haushalte)	Raumwärme	100%	2.674572996	267
Solarthermie (SH)	2050	Solarthermie (Haushalte)	Raumwärme	100%	5	500

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Solarthermie (DHW)	REF	Solarthermie (Haushalte)	Warmwasser	100%	4.956552585	495
Solarthermie (DHW)	2050	Solarthermie (Haushalte)	Warmwasser	100%	15	1500
Solarthermie (PH)	REF	Solarthermie (Industrie/Fernwärme)	Ind. Prozesswärme	100%	0.159642252	15
Solarthermie (PH)	2050	Solarthermie (Industrie/Fernwärme)	Ind. Prozesswärme	100%	10	1000
Solarthermie (Fernwärme)	2050	Solarthermie (Industrie/Fernwärme)	Fernwärme	100%	15	1500
Fernwärme (SH)	REF	Fernwärme	Raumwärme	93%	endogen (invest)	3469
Fernwärme (SH)	2050	Fernwärme	Raumwärme	93%	endogen (invest)	14000
Fernwärme (DHW)	REF	Fernwärme	Warmwasser	77%	endogen (invest)	508
Fernwärme (DHW)	2050	Fernwärme	Warmwasser	77%	endogen (invest)	3000
Fernwärme (PH)	REF	Fernwärme	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	1343

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Fernwärme (PH)	2050	Fernwärme	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	4000
Biogas Netzeinspeisung (Hochdruck)	REF	Biogas (inkl. ARA)	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	100%	10	
Biogas Netzeinspeisung (Hochdruck)	2050	Biogas (inkl. ARA)	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	100%	10	
Gasnetz (Hochdruck-Niederdruck)	REF	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	98%	10	
Gasnetz (Hochdruck-Niederdruck)	2050	Methan (Gase) Grossbezüger (Hochdruck)	Methan (Gase) Kleinbezüger (Niederdruck)	98%	10	
H2-Netz (Verteilung CH)	2050	Wasserstoff (H2) Grossbezüger (Gaskraftwerke)	Wasserstoff (H2) Kleinbezüger (Fernwärme/Industrie)	95%	10	
H2-Tankstelle	2050	Wasserstoff (H2) Kleinbezüger (Fernwärme/Industrie)	Wasserstoff (H2) Tankstelle	95%	10	
Öl Raffinerie (Cressier)	REF	Rohöl	Erdölprodukte	95%	16.24236111	32484

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Prosumer (Batterie)	REF	Prosumer Heimbatterie	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	100%	2	
Prosumer (Batterie)	2050	Prosumer Heimbatterie	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	100%	33.64091799	
Prosumer (Netzbezug)	REF	Verteilnetz NE7	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	100%	10	
Prosumer (Netzbezug)	2050	Verteilnetz NE7	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	100%	10	
CCS Holz-BHKW (CCS)	2050	Strom Holz BHKW (CCS)	Netzebene 5	100%	10	
CCS Gaskombi (CCS)	2050	Strom Gaskraftwerk (CCS)	Netzebene 3	100%	10	
KVA (CCS)	2050	Strom KVA (CCS)	Netzebene 5	100%	10	
CCS Prozesswärme Öl- Ölbrenner	2050	Prozesswärme Öl- Brenner (CCS)	Ind. Prozesswärme	100%	10	
CCS Prozesswärme Kohle- Kohlebrenner	2050	Prozesswärme Kohle- Brenner (CCS)	Ind. Prozesswärme	100%	10	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
CCS Prozesswärme Abfallbrenner	2050	Prozesswärme Abfall-Brenner (CCS)	Ind. Prozesswärme	100%	10	$\infty$
Prozessdampf KVA	REF	Fernwärme (KVA)	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	1800
Prozessdampf KVA	2050	Fernwärme (KVA)	Ind. Prozesswärme	85%	endogen (invest)	1800
Fernwärme KVA	REF	Fernwärme (KVA)	Fernwärme	85%	endogen (invest)	2200
Fernwärme KVA	2050	Fernwärme (KVA)	Fernwärme	85%	endogen (invest)	2200
CCS Stahl/Chemie	2050	Hochspannungsnetz NE3	CO2 Punktquelle	18%	0.068	600
CCS DAC Schweiz	2050	Hochspannungsnetz NE3	CO2 Punktquelle	40%	endogen (invest)	$\infty$
CO2 Transport & Speicherung (bis 0.5 Mt)	2050	CO2	CO2 Speicher	0%	41.67	500
CO2 Transport & Speicherung (bis 2 Mt)	2050	CO2	CO2 Speicher	0%	125	1500

Technologie	Jahr	(Haupt-) Energieträger (ein)	(Haupt-) Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
CO2 Transport & Speicherung (bis 5 Mt)	2050	CO2	CO2 Speicher	0%	250	3000
CO2 Transport & Speicherung (über 5 Mt)	2050	CO2	CO2 Speicher	0%	250	$\infty$
CCS DAC Ausland	2050	CO2	CO2 Speicher	0%	5000	5000
Klimatisierung (Wärmepumpe)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumkälte	520%	endogen (invest)	725
Klimatisierung (Wärmepumpe)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumkälte	520%	endogen (invest)	3131
Klimatisierung (Elektro AC)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumkälte	280%	endogen (invest)	11254
Klimatisierung (Elektro AC)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumkälte	420%	endogen (invest)	11254
Wärmepumpe (SH)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumwärme	400%	endogen (invest)	6424
Wärmepumpe (SH)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Raumwärme	400%	endogen (invest)	29987
Wärmepumpe (DHW)	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Warmwasser	400%	endogen (invest)	797

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Wärmepumpe (DHW)	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Warmwasser	400%	endogen (invest)	7502
Grosswärmepumpe (FW)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Fernwärme	400%	endogen (invest)	10800
Wärmepumpe (PH)	REF	Mittelspannungsnetz NE5	Ind. Prozesswärme	400%	endogen (invest)	342
Wärmepumpe (PH)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Ind. Prozesswärme	400%	endogen (invest)	1026
Wind	REF		Wind	100%	endogen (invest)	1826
Wind	2050		Wind	100%	endogen (invest)	1999
PV Dach	REF		Prosumer PV	100%	endogen (invest)	1203
PV Dach	2050		Prosumer PV	100%	endogen (invest)	1203
PV alpin	2050		PV alpin	100%	endogen (invest)	1458
PV Freifläche (utility)	2050		PV Freifläche	100%	endogen (invest)	1399

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Solarthermie (gross)	REF		Solarthermie (Industrie/Fernwärme)	100%	endogen (invest)	1946
Solarthermie (gross)	2050		Solarthermie (Industrie/Fernwärme)	100%	endogen (invest)	1946
Solarthermie (klein)	REF		Solarthermie (Haushalte)	100%	endogen (invest)	1946
Solarthermie (klein)	2050		Solarthermie (Haushalte)	100%	endogen (invest)	1946
Import aus AT (Jahr/Winter)	REF	Strom AT	Netzebene 1	98%	1.2	
Import aus AT (Jahr/Winter)	2050	Strom AT	Netzebene 1	98%	1.2	
Export nach AT (Jahr/Winter)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom AT	98%	1.2	
Export nach AT (Jahr/Winter)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom AT	98%	1.2	
Import aus DE (Jahr/Winter)	REF	Strom DE	Netzebene 1	98%	2.6	
Import aus DE (Jahr/Winter)	2050	Strom DE	Netzebene 1	98%	4.4	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Export nach DE (Jahr/Winter)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom DE	98%	4.2	
Export nach DE (Jahr/Winter)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom DE	98%	4.2	
Import aus FR (Jahr/Winter)	REF	Strom FR	Netzebene 1	98%	3.7	
Import aus FR (Jahr/Winter)	2050	Strom FR	Netzebene 1	98%	4.5	
Export nach FR (Jahr/Winter)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom FR	98%	1.4	
Export nach FR (Jahr/Winter)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom FR	98%	2.2	
Import aus IT Nord (Jahr/Winter)	REF	Strom IT	Netzebene 1	98%	1.9	
Import aus IT Nord (Jahr/Winter)	2050	Strom IT	Netzebene 1	98%	3.1	
Export nach IT Nord (Jahr/Winter)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom IT	98%	4.4	
Export nach IT Nord (Jahr/Winter)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom IT	98%	5.8	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Import aus AT (Sommer)	REF	Strom AT	Netzebene 1	98%	1.2	
Import aus AT (Sommer)	2050	Strom AT	Netzebene 1	98%	1.2	
Export nach AT (Sommer)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom AT	98%	1.2	
Export nach AT (Sommer)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom AT	98%	1.2	
Import aus DE (Sommer)	REF	Strom DE	Netzebene 1	98%	2.6	
Import aus DE (Sommer)	2050	Strom DE	Netzebene 1	98%	4.4	
Export nach DE (Sommer)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom DE	98%	4.2	
Export nach DE (Sommer)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom DE	98%	4.2	
Import aus FR (Sommer)	REF	Strom FR	Netzebene 1	98%	3.7	
Import aus FR (Sommer)	2050	Strom FR	Netzebene 1	98%	4.5	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Export nach FR (Sommer)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom FR	98%	1.4	
Export nach FR (Sommer)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom FR	98%	2.2	
Import aus IT Nord (Sommer)	REF	Strom IT	Netzebene 1	98%	1.9	
Import aus IT Nord (Sommer)	2050	Strom IT	Netzebene 1	98%	3.1	
Export nach IT Nord (Sommer)	REF	Übertragungsnetz NE1	Strom IT	98%	4.4	
Export nach IT Nord (Sommer)	2050	Übertragungsnetz NE1	Strom IT	98%	5.8	
AT - DE	REF	Strom AT	Strom DE	98%	5.4	
AT - DE	2050	Strom AT	Strom DE	98%	7.5	
AT - IT	REF	Strom AT	Strom IT	98%	0.7	
AT - IT	2050	Strom AT	Strom IT	98%	0.9	
DE - AT	REF	Strom DE	Strom AT	98%	5.4	
DE - AT	2050	Strom DE	Strom AT	98%	7.5	
DE - FR	REF	Strom DE	Strom FR	98%	3	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
DE - FR	2050	Strom DE	Strom FR	98%	4.8	
FR - DE	REF	Strom FR	Strom DE	98%	3	
FR - DE	2050	Strom FR	Strom DE	98%	4.8	
FR - IT	REF	Strom FR	Strom IT	98%	4.4	
FR - IT	2050	Strom FR	Strom IT	98%	4.5	
IT - AT	REF	Strom IT	Strom AT	98%	0.5	
IT - AT	2050	Strom IT	Strom AT	98%	0.7	
IT - FR	REF	Strom IT	Strom FR	98%	2.2	
IT - FR	2050	Strom IT	Strom FR	98%	2.2	
Netzebene EI1 - NE1	REF	Netzebene 1	Übertragungsnetz NE1	99%	10.9	
Netzebene EI1 - NE1	2050	Netzebene 1	Übertragungsnetz NE1	99%	10.9	
Trafo NE2 (1-3)	REF	Übertragungsnetz NE1	Netzebene 3	100%	7.8	
Trafo NE2 (1-3)	2050	Übertragungsnetz NE1	Netzebene 3	100%	7.8	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Trafo NE2 (3-1)	REF	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 1	100%	7.8	
Trafo NE2 (3-1)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 1	100%	7.8	
Netzebene EI3 - NE3	REF	Netzebene 3	Hochspannungsnetz NE3	99%	8.9	
Netzebene EI3 - NE3	2050	Netzebene 3	Hochspannungsnetz NE3	99%	8.9	
Trafo NE4 (3-5)	REF	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 5	99%	8.2	
Trafo NE4 (3-5)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 5	99%	8.2	
Trafo NE4 (5-3)	REF	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 3	99%	8.2	
Trafo NE4 (5-3)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 3	99%	8.2	
Netzebene NE5 - EI5	REF	Netzebene 5	Mittelspannungsnetz NE5	98%	9.1	
Netzebene NE5 - EI5	2050	Netzebene 5	Mittelspannungsnetz NE5	98%	9.1	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Trafo NE6 (5-7)	REF	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 7	99%	7.3	
Trafo NE6 (5-7)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 7	99%	7.3	
Trafo NE6 (7-5)	REF	Netzebene 7	Netzebene 5	99%	7.3	
Trafo NE6 (7-5)	2050	Netzebene 7	Netzebene 5	99%	7.3	
Netzebene NE7 - EI7	REF	Netzebene 7	Verteilnetz NE7	96%	7	
Netzebene NE7 - EI7	2050	Netzebene 7	Verteilnetz NE7	96%	7	
Netzebene EI7 - NE7	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Netzebene 7	96%	7	
Netzebene EI7 - NE7	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Netzebene 7	96%	7	
Netzebene EI1 - NE1	REF	Netzebene 1	Übertragungsnetz NE1	99%	endogen (invest)	
Netzebene EI1 - NE1	2050	Netzebene 1	Übertragungsnetz NE1	99%	endogen (invest)	
Trafo NE2 (1-3)	REF	Übertragungsnetz NE1	Netzebene 3	100%	endogen (invest)	

Technologie	Jahr	(Haupt-)Energieträger (ein)	(Haupt-)Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Trafo NE2 (1-3)	2050	Übertragungsnetz NE1	Netzebene 3	100%	endogen (invest)	
Trafo NE2 (3-1)	REF	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 1	100%	endogen (invest)	
Trafo NE2 (3-1)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 1	100%	endogen (invest)	
Netzebene EI3 - NE3	REF	Netzebene 3	Hochspannungsnetz NE3	99%	endogen (invest)	
Netzebene EI3 - NE3	2050	Netzebene 3	Hochspannungsnetz NE3	99%	endogen (invest)	
Trafo NE4 (3-5)	REF	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 5	99%	endogen (invest)	
Trafo NE4 (3-5)	2050	Hochspannungsnetz NE3	Netzebene 5	99%	endogen (invest)	
Trafo NE4 (5-3)	REF	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 3	99%	endogen (invest)	
Trafo NE4 (5-3)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 3	99%	endogen (invest)	
Netzebene NE5 - EI5	REF	Netzebene 5	Mittelspannungsnetz NE5	98%	endogen (invest)	

Technologie	Jahr	(Haupt-) Energieträger (ein)	(Haupt-) Energieträger (aus)	(Strom-)Wirkungsgrad	Leistung (GW)	Max. Jahresproduktion / äq. Vollaststunden (GWh)
Netzebene NE5 - EI5	2050	Netzebene 5	Mittelspannungsnetz NE5	98%	endogen (invest)	
Trafo NE6 (5-7)	REF	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 7	99%	endogen (invest)	
Trafo NE6 (5-7)	2050	Mittelspannungsnetz NE5	Netzebene 7	99%	endogen (invest)	
Trafo NE6 (7-5)	REF	Netzebene 7	Netzebene 5	99%	endogen (invest)	
Trafo NE6 (7-5)	2050	Netzebene 7	Netzebene 5	99%	endogen (invest)	
Netzebene NE7 - EI7	REF	Netzebene 7	Verteilnetz NE7	96%	endogen (invest)	
Netzebene NE7 - EI7	2050	Netzebene 7	Verteilnetz NE7	96%	endogen (invest)	
Netzebene EI7 - NE7	REF	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Netzebene 7	96%	endogen (invest)	
Netzebene EI7 - NE7	2050	Verteilnetz NE7 (Prosumer)	Netzebene 7	96%	endogen (invest)	

## 7.7 Wirtschaftliche Parameter Technologien

Tabelle 12: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Parameter der Modellierung pro Technologie für REF und 2050. VOM = variable Betriebs- & Unterhaltskosten (engl. Variable Operation & Maintenance costs), CAPEX = (overnight) Investitionen (engl. Capital Expenditures) FOM = fixe Betriebs- & Unterhaltskosten (engl. Fixed Operation & Maintenance costs), FOM = fixe

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
KVA	0	4600	96	40	0	0
KVA CCS	0	6118	128	40	0	0
Gas-Kombi CH4 (CCGT)	0.002	890	21	23	0	0
Gas-Kombi	0.002	890	21	23	0	0
CCS Gas-Kombi	0.003	1183	27	23	0	10
Holz BHKW	0.004	1400	135	15	0	0
CCS Holz BHKW	0.004	1862	179	15	0	0
Methansierung (Sabatier)	0.006	1500	40	30	0	
Fischer-Tropsch	0.015	3750	85	35	0	
Ölheizung (PH)	0	300	9	17	0	0
CCS Ölheizung (PH)	0	399	11	17	0	0
Kohle-Brenner (PH)	0	650	13	25	0	0
CCS Kohle-Brenner (PH)	0	864	17	25	0	0
Abfallverbrennung (PH)	0	650	13	25	0	5

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Abfall-Brenner (PH)	0	650	13	25	0	5
CCS Abfall-Brenner (PH)	0	864	17	25	0	20
Gas-BHKW	0.004	1000	12	15	0	0
Gas-BHKW	0.004	1000	12	15	0	1
Biogas BHKW (inkl. ARA)	0.004	1100	12	15	0	0
Biogas BHKW (inkl. ARA)	0.004	1100	12	15	0	1
Geothermie BHKW	0.005	8000	222	30	0	0
Holz BHKW	0.004	1400	135	15	0	0
Brennstoffzelle (Quartier)	0	3000	45	23	0	0
KVA	0	4600	96	40		
Laufwasser (Turbine > 10 MW)	0	3200	64	80		
Laufwasser (Turbine > 10 MW)	0	3200	64	80		
Laufwasser (Turbine, < 10 MW)	0	3200	64	80		
Laufwasser (Turbine, < 10 MW)	0	3200	64	80		
Speicherwasser bestehend (Turbine)	0	3000	30	80		
Speicherwasser bestehend (Turbine)	0	3000	30	80		
Pumpspeicher (Turbine)	0	3640	9	80		

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Pumpspeicher (Turbine)	0	3640	9	80		
Pumpspeicher (Pumpe)	0	1890	9	80		
Pumpspeicher (Pumpe)	0	1890	9	80		
Pumpspeicher neu (Turbine)	0	3640	9	80		
Pumpspeicher neu (Pumpe)	0	1890	9	80	0	2
Gasturbine H2	0.002	538	24	23	0	
Gas-Kombi H2	0.002	979	43	23	0	
Gasturbine CH4 (OCGT)	0.002	489	21	23	0	
Elektrolyse (NE3)	0	1419	42	15	0	34
Elektrolyse (Laufwasser gross)	0	1419	42	15	0	10
H2-Heizung (PH)	0	765	1	25	0	18
Kohleverbrennung (SH)	0	650	13	25	0	0
Kohleverbrennung (DHW)	0	650	13	25	0	0
Kohleverbrennung (PH)	0	650	13	25	0	10
Abfallverbrennung (SH)	0	650	13	25	0	0
Abfallverbrennung (DHW)	0	650	13	25	0	0
Abfallverbrennung (PH)	0	650	13	25	0	25

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Abfall-Brenner (PH)	0	650	13	25	0	25
Gasheizung (SH)	0	1900	114	20	0	22
Gasheizung (SH)	0	1900	114	20	0	6
Gasheizung (DHW)	0	1900	114	25	0	3
Gasheizung (DHW)	0	1900	114	25	0	1
Gasheizung (PH)	0	300	9	25	0	8
Gasheizung (PH)	0	300	9	25	0	6
Holzheizung (SH)	0	2600	156	25	0	7
Holzheizung (SH)	0	2600	156	25	0	4
Holzheizung (DHW)	0	2600	156	25	0	3
Holzheizung (DHW)	0	2600	156	25	0	3
Holzheizung (PH)	0.003	500	15	25	0	23
Holzheizung (PH)	0.003	500	15	25	0	23
El. Heizung (SH)	0.001	65	1	25	0	35
El. Heizung (SH)	0.001	65	1	25	0	1
El. Heizung (DHW)	0.001	65	1	25	0	21
El. Heizung (DHW)	0.001	65	1	25	0	1

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
EI. Heizung (PH)	0	275	1	30	0	28
EI. Heizung (PH)	0	275	1	30	0	44
Ölheizung (SH)	0.001	2500	150	20	0	25
Ölheizung (DHW)	0.001	2500	150	20	0	3
Ölheizung (PH)	0.001	300	9	17	0	3
Fernwärme (SH)	0	1400	14	40	0	35
Fernwärme (SH)	0	1400	14	40	0	140
Fernwärme (DHW)	0	1400	14	40	0	5
Fernwärme (DHW)	0	1400	14	40	0	30
Fernwärme (PH)	0	1400	14	40	0	13
Fernwärme (PH)	0	1400	14	40	0	40
Biogas Netzeinspeisung (Hochdruck)	0.001					
Biogas Netzeinspeisung (Hochdruck)	0.001					
Gasnetz (Hochdruck-Niederdruck)	0.029					
Gasnetz (Hochdruck-Niederdruck)	0.022					
H2-Netz (Verteilung CH)	0.005					
H2-Tankstelle	0.017					

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Prozessdampf KVA	0	10	0	40	0	1800
Prozessdampf KVA	0	10	0	40	0	1800
Fernwärme KVA	0	10	0	40	0	2200
Fernwärme KVA	0	10	0	40	0	2200
CCS Stahl/Chemie	0.08	3000	120	20		
CCS DAC Schweiz	0.125	15000	225	25	0	5
CO2 Transport & Speicherung (bis 0.5 Mt)	-0.153					
CO2 Transport & Speicherung (bis 2 Mt)	-0.145					
CO2 Transport & Speicherung (bis 5 Mt)	-0.143					
CO2 Transport & Speicherung (über 5 Mt)	-0.12					
CCS DAC Ausland	0.182					
Klimatisierung (Wärmepumpe)	0	0	0	20	0	1
Klimatisierung (Wärmepumpe)	0	0	0	20	0	3
Klimatisierung (Elektro AC)	0	962	4	20	0	11
Klimatisierung (Elektro AC)	0	962	4	20	0	11
Wärmepumpe (SH)	0	2700	81	20	0	6
Wärmepumpe (SH)	0	2700	81	20	0	30

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Wärmepumpe (DHW)	0	2700	81	20	0	1
Wärmepumpe (DHW)	0	2700	81	20	0	8
Grosswärmepumpe (FW)	0	800	12	20	0	11
Wärmepumpe (PH)	0	800	12	20	0	0
Wärmepumpe (PH)	0	800	12	20	0	1
Wind	0	2500	39	25		0
Wind	0	1253	21	25	1	2
PV Dach	0	2647	41	33	2	2
PV Dach	0	1020	21	33	0	34
PV alpin	0	3031	56	33	1	2
PV Freifläche (utility)	0	536	12	33	0	2
Solarthermie (gross)	0	1588	31	33	0	1946
Solarthermie (gross)	0	612	12	33	0	1946
Solarthermie (klein)	0	3970	79	33	0	1946
Solarthermie (klein)	0	1530	30	33	0	1946
Netzebene EI1 - NE1	0.001	530	13	40		
Netzebene EI1 - NE1	0.001	1394	34	40		

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Trafo NE2 (1-3)	0.001	104	2	35		
Trafo NE2 (1-3)	0.001	113	2	35		
Trafo NE2 (3-1)	0.001	0	0	35		
Trafo NE2 (3-1)	0.001	0	0	35		
Netzebene EI3 - NE3	0.001	633	18	40		
Netzebene EI3 - NE3	0.001	763	22	40		
Trafo NE4 (3-5)	0.001	354	10	35		
Trafo NE4 (3-5)	0.001	364	10	35		
Trafo NE4 (5-3)	0.001	0	0	35		
Trafo NE4 (5-3)	0.001	0	0	35		
Netzebene NE5 - EI5	0.001	1178	41	40		
Netzebene NE5 - EI5	0.001	1296	45	40		
Trafo NE6 (5-7)	0.001	622	21	35		
Trafo NE6 (5-7)	0.001	699	24	35		
Trafo NE6 (7-5)	0.001	0	0	35		
Trafo NE6 (7-5)	0.001	0	0	35		
Netzebene NE7 - EI7	0.001	2233	122	40		

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Netzebene NE7 - EI7	0.001	2487	136	40		
Netzebene EI7 - NE7	0.001	0	0	40		
Netzebene EI7 - NE7	0.001	0	0	40		
Netzebene EI1 - NE1	0.001	357	8	40	0	30
Netzebene EI1 - NE1	0.001	715	17	40	0	30
Trafo NE2 (1-3)	0.001	104	2	35	0	30
Trafo NE2 (1-3)	0.001	209	5	35	0	30
Trafo NE2 (3-1)	0.001	0	0	35	0	30
Trafo NE2 (3-1)	0.001	0	0	35	0	30
Netzebene EI3 - NE3	0.001	209	6	40	0	30
Netzebene EI3 - NE3	0.001	418	12	40	0	30
Trafo NE4 (3-5)	0.001	354	10	35	0	30
Trafo NE4 (3-5)	0.001	709	21	35	0	30
Trafo NE4 (5-3)	0.001	0	0	35	0	30
Trafo NE4 (5-3)	0.001	0	0	35	0	30
Netzebene NE5 - EI5	0.001	523	18	40	0	30
Netzebene NE5 - EI5	0.001	1047	36	40	0	30

Technologie	VOM (CHF / kWh)	CAPEX (CHF / kW)	FOM (CHF / kW / Jahr)	Amortisation (Jahre)	Min. Kapazität (GW)	Max. Kapazität (GW)
Trafo NE6 (5-7)	0.001	622	21	35	0	30
Trafo NE6 (5-7)	0.001	1245	43	35	0	30
Trafo NE6 (7-5)	0.001	0	0	35	0	30
Trafo NE6 (7-5)	0.001	0	0	35	0	30
Netzebene NE7 - EI7	0.001	837	46	40	0	30
Netzebene NE7 - EI7	0.001	1675	92	40	0	30
Netzebene EI7 - NE7	0.001	0	0	40	0	30
Netzebene EI7 - NE7	0.001	0	0	40	0	30

## 7.8 Weitere Daten

Weitere Daten sind auf Anfrage beim Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) erhältlich.